

Erdöl und Erdgas

Wir alle haben direkt und indirekt mit dem Mineralöl zu tun. Wir fahren in einem Kraftwagen, wir brauchen Arzneien, Kosmetika, Haushaltsgegenstände aller Art aus Kunststoff, wir brauchen Mineralöl zur Erzeugung von Wärme und Energie, als Schmierstoff zum Schutz der Maschinen. Überall ist das Mineralöl dabei. Es ist zur Zeit aus unserem Leben nicht mehr wegzudenken. Woher kommt dieser lebenswichtige Stoff? Wie entstehen die Produkte, die uns helfen, besser und bequemer zu leben? Dies aufzuzeigen, ist der Sinn der folgenden Seiten über das Suchen, Fördern und Verarbeiten von Erdöl und Erdgas.

Das Erdöl hat in der zweiten Hälfte unseres Jahrhunderts eine solche weltwirtschaftliche Bedeutung erlangt, daß wir Ihnen zunächst etwas über seine Vorgeschichte sagen möchten. Bereits vor Jahrtausenden haben Chinesen, Ägypter und Assyrer und später auch die Römer aus dem Boden austretendes Erdöl als Heil- und Beleuchtungsmittel verwendet. Auch bei uns in Deutschland war schon um das Jahr 1400 Erdöl bekannt. In der Nähe des Tegernsees wurde das in kleinen Mengen austretende Erdöl von den Mönchen unter dem Namen St.-Quirinus-Öl zu Heilzwecken benutzt. Jahrhunderte hindurch wurde das Erdöl in technisch sehr primitiver Form gewonnen und verarbeitet. Erst mit Beginn der Industrialisierung erkannte man die überragende Bedeutung des Erdöls.

Die Geschichte der Mineralölindustrie begann um die Mitte des vorigen Jahrhunderts, als im Jahre 1859 der Amerikaner Edwin L. Drake in der Nähe von Titusville in Pennsylvanien eine Bohrung niederbrachte, die in einer Tiefe von 67 ft. (ca. 20 m) Erdöl antraf. In Deutschland hatte man bereits im Jahre 1858- erfolglos - in Wietze bei Celle nach Erdöl gebohrt. Erst im Jahre 1876 konnte die erste systematische Erdölproduktion in Wietze aufgenommen werden. In der Welt nahm die Erdölproduktion einen sprunghaften Anstieg. Betrug die Welterdölförderung im Jahre 1860 erst rund 70.000 t, so war sie im Jahre 1900 schon auf 21 Mio t angewachsen. Von diesem Jahre an stieg sie - angeregt durch die Erfindung der Otto- und Dieselmotoren - auf Grund der Entdeckung neuer, reichhaltiger Erdölvorkommen in aller Welt bis zum Jahre 1930 auf 200 Mio. t. Im Jahre 1960 überschritt sie zum ersten Male die Milliardengrenze und hat sich in dem Jahrzehnt von 1960 bis 1969 mehr als verdoppelt. 1979 erreichte die Welterdöl-Förderung den Rekordstand von 3,191 Mrd t, sank dann bis 1982 wieder auf 2,8 Mrd t.

Die großen Erdölvorkommen liegen auf der nördlichen Hälfte des Erdballs. Amerika hat seine Vorkommen vor der Küste des Golfs von Mexiko, in den Staaten Texas, Louisiana, Oklahoma bis zu den großen Seen und im Westen entlang den Gebirgszügen der Rocky Mountains bis hinauf nach Alaska. Weitere Fördergebiete gibt es in Kalifornien an der Pazifischen Küste, in Mexiko und in Südamerika in den Küstenprovinzen Venezuelas, in Peru und in Argentinien. In Asien finden wir die größten Vorkommen in den Ländern des Nahen Ostens, in China sowie in Indonesien. Im asiatischen Teil der Sowjetunion wurden ebenfalls große Ölgebiete in Sibirien und Kasachstan entdeckt. In den sechziger Jahren ist Afrika zu einem der großen Erdöl-Produzenten geworden. Hier trägt vor allem die Produktion Libyens und Nigerias zur Deckung des deutschen Bedarfs bei. Europa galt vor Entdeckung der Vorkommen in der Nordsee immer als wenig ölhöffiges Gebiet im Vergleich zu den anderen genannten Kontinenten. Die Erdölvorkommen von Rumänien und Baku waren längere Zeit die bedeutendsten. Weitere europäische Vorkommen wurden im Wiener Becken und in Galizien entdeckt. Zu dem ältesten deutschen Ölfeld Wietze kamen in den folgenden Jahrzehnten die Felder Eddesse-Ölheim (1880), Nienhagen (1889), Oberg (1919) und Reitbrook (1937) hinzu. Der zweite Weltkrieg unterbrach die stetige Entwicklung der deutschen Erdölgewinnung, die von 174.000 t im Jahre 1930 auf 552.000 t im Jahre 1938 angestiegen war. Während des Krieges wurde die Produktion in Deutschland in verschiedenen Feldern so übersteigert, daß sich dies nachteilig auf die spätere Förderung auswirkte.

Materialknappheit und unmoderne Geräte hemmten in den ersten Jahren nach dem Kriege eine gesunde Entwicklung der deutschen Ölgewinnungsindustrie. In den fünfziger Jahren konnte sie durch eine Modernisierung der notwendigen geophysikalischen Geräte, der Bohrwerkzeuge und der Fördereinrichtungen - nicht zuletzt mit Hilfe amerikanischer Apparaturen - soweit vorangetrieben werden, daß die Erschließung und Ausbeute immer tiefer aufgefundener Lagerstätten möglich geworden ist. So konnte die deutsche Erdölförderung von 547.000 t im Jahre 1945 auf rund 8 Mio. t im Jahre 1968 gesteigert werden. Die natürliche Erschöpfung der älteren Erdölfelder in der Bundesrepublik hat seitdem zu einem Rückgang der Förderung geführt, der durch die höhere Ausbeute einiger jüngerer Felder, sowie durch Anwendung sekundärer Fördermethoden nicht ganz wettgemacht werden konnte. 1982 erreichte die Förderung nur noch rund 4,3 Mio. t. Sie genügt aber schon lange nicht mehr, um den in den letzten zwanzig Jahren ungeheuer gestiegenen Gesamtbedarf der Bundesrepublik an Mineralöl zu decken.

In den sechziger Jahren ist die Erdgasförderung von wachsender Bedeutung für die deutsche Energieversorgung geworden. Rund 17 Mrd. Nm (Nomalkubikmeter) wurden 1982 in der Bundesrepublik gefördert. Damit ist einheimisches Erdgas zu einem wichtigen Energieträger geworden, der - zusammen mit Erdgasimporten aus den Niederlanden, der UdSSR' und der Nordsee - einen wachsenden Anteil des Bedarfs in Industrie.

DIE ENTSTEHUNG DES ERDÖLS

Seit dem Präkambrium gibt es tierisches Leben auf der Erde, wenn auch anfangs nur in den primitiven Formen von Weichtieren ohne Schalen oder sonstige Gerüste. Seit dem Kambrium hat es sich jedoch sehr rasch zu einer größeren Zahl höherer Formen weiterentwickelt.

Alle Wahrscheinlichkeit spricht dafür, daß es dieses Leben von Anfang an auch an den Meeresoberflächen gegeben hat, und zwar in Gestalt zahlreicher Formen primitiver Organismen. Dieses Plankton wird oft mit einer gehaltvollen Suppe verglichen, zahlreich sind die winzigen Organismen, über deren Zuordnung zum Tier- oder Pflanzenreich man streiten kann. Über geologische Zeiträume hinweg hat hier somit auch ein ständiger „Regen“ von abgestorbenen Organismen zu Ablagerungen von organischem Material, vermischt mit meist tonigem Sediment, geführt.

Das Meerwasser enthält fast überall größere Mengen Sauerstoff in gelöster Form, so daß der größte Teil des organischen Materials oxidiert wurde, ehe es den Meeresboden erreichte. Wenn zuviel organisches Material anfällt oder das Wasser nicht genug bewegt und durchlüftet ist, kann die Sauerstoffmenge unzureichend sein. In solchen Fällen vermögen bestimmte Bakterien, die für ihren Stoffwechsel keinen Sauerstoff benötigen, die organische Materie soweit umzuwandeln, daß daraus später Erdöl entstehen kann.

Die fortgesetzte Sedimentation aus klastischem und organischem Material bewirkt letztlich eine Verdichtung des ursprünglichen Sandes, Tones und Kalkes zu Sandstein, Tonstein und Kalk. Solche Gesteine bezeichnet man als Erdölmuttergesteine. Üblicherweise sind damit schwarze Schiefer oder bituminöse Kalksteine gemeint. Tatsächlich enthalten jedoch alle Sedimentgesteine organisches Material, und man kann darüber streiten, ob das Erdöl ausschließlich aus besonderen Muttergesteinen stammt oder ob es - zumindest teilweise - in dem Gestein entstanden ist, in dem es gefunden wird.

Eine andere Form der Kohlenwasserstoffe stellt das Erdgas dar. Es entsteht zum Beispiel als Endprodukt aus Erdölmuttergesteinen, die extrem hohen Drucken und Temperaturen ausgesetzt wurden, so daß die Erdölmoleküle weiter in kleinste Bestandteile, das Methan, zerlegt wurden. Der größere Teil des Erdgases ist jedoch aus Kohle oder kohleführenden Gesteinen entstanden. So wie aus der Steinkohle in den Koksbrandereien bei etwa 800 °C Koks und - als Nebenprodukt - Gas gewonnen werden können, so stellt auch die Natur Erdgas her. Der Prozeß, der bei Temperaturen ab etwa 50°C und Drücken, die rund 500 Meter Tiefe (50 bar) entsprechen, beginnt, führt einerseits zu immer höherwertiger Steinkohle und andererseits zu Erdgas. Bei den genannten „milden“ Bedingungen müssen allerdings geologische Zeiträume von vielen Millionen Jahren zur Verfügung stehen, um nennenswerte Mengen Erdgas entstehen zu lassen.

Wir finden heute das Erdöl wie auch das Erdgas in den kleinen und kleinsten Poren von festem Gestein, dem gleichen Sandstein, aus dem vielleicht eine hübsche kleine Kirche oder ein großes Gebäude gebaut sein kann. Und es ist für die Beschaffenheit des Sandsteins völlig unerheblich, ob sich in seinen Poren (dem Zwischenraum zwischen den einzelnen Sandkörnern) Wasser oder Öl (oder Gas) befindet. Auch wenn eine Lagerstätte in der Tiefe ausgefördert ist, bleibt der Sandstein (das Speichergestein) unverändert an seinem Platz. Es gibt keine „Ölseen“, die man leerschöpfen kann, und es gibt auch keine Gasblasen, die man – wie einen Luftballon – „anstechen“ kann.

DIE ERDÖLSUCHE

Grundlage für die Erdölsuche ist möglichst genaues Kartenmaterial. In bestimmten Gebieten (zum Beispiel Iran) kann man die Lagerung der Formationen bereits an der Erdoberfläche erkennen und bedient sich am besten der Luftbildkartierung als Grundlage der Karten. In Gebieten mit zum Teil mächtiger Überdeckung der tieferen Schichten durch junge Formationen oder im Offshore-Bereich muß man sich mit topographischen Karten oder sogar lediglich dem Koordinatennetz zufrieden geben.

Die Einbindung der Luftbildfotografie an der Erdoberfläche erfolgt durch ein großflächiges Raster trigonometrischer Stationen. Die Aufnahmen werden in schneller Folge hintereinander gemacht, so daß jedes Bild einer Serie das nächste um etwa zwei Drittel überlappt. Außerdem überdeckt jede Serie die Fläche der vorangegangenen um etwa die Hälfte. Diese Überlappungen ermöglichen es, die Fotos unter dem Stereoskop auszuwerten und so schon die meisten topographischen und viele geologische Details zu erkennen und zu messen. Man kann die Unterschiede zwischen verschiedenen Gesteinen bestimmen und die Grenzen zwischen verschiedenen Schichten klar festlegen. Die meisten Einzelheiten der geologischen Struktur sind somit bereits bekannt, ehe überhaupt jemand das Gebiet unmittelbar betreten hat.

Aus Luftfotos allein lassen sich natürlich nicht die genauen Gesteinstypen oder deren Alter bestimmen. Dazu und zur punktwweisen Überprüfung der Luftbildinterpretationen muß der Geologe stets selbst das betreffende Gebiet und dort so viele „Aufschlüsse“ wie möglich besuchen. Das sind Stellen, wo anstehendes Gestein an die Erdoberfläche tritt. Dort werden kleine Gesteinsstücke abgeschlagen und mit einer Lupe bestimmt.

Die Neigung der Schichtflächen gegenüber der Horizontalen nennt man das „Einfallen“. Schichtflächen sind Ebenen, die in einer Gesteinsfolge normalerweise leicht zu erkennen sind. Sie wurden durch verschiedene zyklische Unregelmäßigkeiten in der ursprünglichen Ablagerung verursacht und sind somit Flächen, die ursprünglich horizontal gelegen haben. Die Messung des Einfallens und der Einfallensrichtung die Beschreibung der Gesteine und die Bestimmung der Fossilien ergeben die wesentlichen Informationen, die der Geologe im Gelände erarbeiten kann. Die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen werden notiert und in die Karte eingetragen. Falls erforderlich, wird eine Gesteinsprobe mit Fossilien noch im Laboratorium genauer untersucht.

Weitere solcher Beobachtungen vermitteln dem Geologen allmählich ein vollständiges Bild der an der Oberfläche anstehenden Gesteine. Er kann daraufhin eine Karte anfertigen, die durch einen Querschnitt ergänzt wird. Aufgrund

der geologischen Unterlagen wird dann ein geophysikalisches Meßprogramm (siehe weiter unten) ausgearbeitet, das Aufschlüsse über die Lagerung der Schichten unter Tage ergeben soll.

Lassen die Ergebnisse der Untersuchungen auf geeignete Gesteine und strukturelle Elemente schließen, wird die beste der entdeckten Strukturen durch eine Bohrung (wildcat) erkundet. Sie dient hauptsächlich dazu, den Poreninhalt der verschiedenen Schichten festzustellen. Ferner soll sie Informationen über die durchbohrten Gesteine erbringen, und drittens wird durch entsprechende Messungen ermittelt, welche Druck und Temperaturverhältnisse in der Tiefe herrschen. Findet man Öl, wird die Bohrung so komplettiert, daß man es auch fördern kann.

Unter normalen Voraussetzungen haben die ersten Bohrungen auf den besten Strukturen sehr gute Erfolgchancen. In vielen Gebieten der Erde werden jedoch Öl- und Gasansammlungen unter speziellen Verhältnissen angetroffen, die viele Bohrungen in unterschiedlichen Lagerstättentypen erfordern, um die Bedingungen für die Ölentstehung in diesem Gebiet und die Eigentümlichkeiten der Lagerstätten aufzuklären. In solchen noch unbekanntem Lagerstätten können durchaus sehr große Ölmengen entdeckt werden. Im allgemeinen sind die in komplizierten geologischen Provinzen gefundenen Ölfelder durchschnittlich jedoch kleiner als diejenigen in einfacheren Gebieten.

MAGNETISCHE MESSUNGEN

Tiefen- und Ergußgesteine sowie metamorphe Gesteine gehören dem Grundgebirge (Basement) an und sind verschieden stark magnetisch. Sie verursachen Abweichungen oder Anomalien des magnetischen Erdfeldes. Sedimentgesteine sind praktisch nicht magnetisch, so daß Messungen der magnetischen Intensität an der Erdoberfläche oder darüber einen direkten Hinweis auf die Mächtigkeit der Sedimentdecke ergeben. Auch tektonische Trendlinien innerhalb des Basements können durch magnetische Messungen erkannt werden. Fließende Lava und Intrusionen von Magma in die Sedimentschichten haben normalerweise eine starke Magnetisierung. Ihr Vorhandensein in Sedimenten läßt sich deshalb mit dieser Methode nachweisen.

Das Magnetfeld der Erde ist äußerst schwach. Es schwankt um 60000 Gamma senkrecht über den magnetischen Polen bis etwa zur Hälfte dieses Wertes in horizontaler Richtung am magnetischen Äquator. Das magnetische Feld zwischen den Polen eines kleinen Hufeisenmagneten ist etwa tausendmal stärker. Die Größenordnung von Anomalien, die für die Ölexploration von Bedeutung sind, liegt bei einigen bis zu wenigen Hundert Gamma.

1944 wurde erstmals ein Magnetometer vom Flugzeug aus für die Ölexploration eingesetzt. Dieses Verfahren hat seither die Magnetometermessungen auf der Erdoberfläche verdrängt, weil es einmal eine kontinuierliche Aufzeichnung erlaubt und zum anderen gänzlich unabhängig von Oberflächeneinflüssen ist. Ein starkes Relief, Wüste, Dschungel und wasserbedeckte Gebiete können gleichermaßen leicht und schnell untersucht werden.

Das eigentliche Meßgerät ist entweder im Heck des Flugzeugs und heute auch im Helikopter untergebracht, oder es wird außerhalb des Fluggerätes und des von diesem verursachten Störungsbereichs an einem Kabel hängend mitgeführt. Die Empfindlichkeit des Aeromagnetometers ist inzwischen derart verbessert worden, daß man das magnetische Feld bis auf sehr wenige Hundertstel Gamma genau messen kann. Verbesserungen in der Aerodynamik, der unter dem Flugzeug hängenden Instrumente, haben die Entwicklung von geomagnetischen Gradiometern ermöglicht. Das Gradiometer besteht aus zwei hochempfindlichen Magnetometern, die in einem bestimmten vertikalen Abstand vom Flugzeug hängen. Mit diesem System werden der senkrechte Gradient des erdmagnetischen Feldes und gleichzeitig die Totalintensität bestimmt.

Das Flugzeug oder ein Helikopter, in dem sich die Magnetometer, das gesamte Meß- und Aufnahmegerät sowie die Navigationsausrüstung befinden, überfliegt (das Meßgebiet entlang von parallel angeordneten Profilen. Der Abstand der Profile richtet sich nach den Aussagen, die man erhalten will. Übersichtsmessungen kann man auf Profilen im Parallelabstand von 20 bis 30 Kilometern durchführen. Für detailliertere Aussagen sind Profile im Abstand von 1 bis 2 Kilometern vorzusehen. Um sicherzugehen, daß keine Aufnahmen während eines magnetischen Sturmes erfolgen, werden während der Messung gleichzeitig die Variationen eines Magnetometers am Erdboden registriert. Nach verschiedenen Korrekturen erhält man aus den gemessenen Werten des magnetischen Feldes eine Karte der Totalintensität des Magnetfeldes der Erde. Nach Auswertung der Ergebnisse kann die Tiefe des Basementes und gelegentlich auch das Vorhandensein von Strukturen innerhalb des Grundgebirges kartographisch dargestellt werden.

SCHWEREMESSUNGEN

Unterschiede in der Dichte der Gesteine der Erdkruste beeinflussen das Schwerfeld der Erde. Das Gerät zur Messung dieses Feldes heißt Gravimeter.

Gesteine des Grundgebirges haben im allgemeinen eine höhere Dichte als die überlagernden Sedimente. Hohe Schwerewerte ergeben sich somit dort, wo das Grundgebirge bis nahe an die Oberfläche aufsteigt, niedrige Schwerewerte dagegen über tiefen Sedimentbecken. Gravimetermessungen sind somit geeignet, Sedimentbecken zu erkunden und möglicherweise strukturelle Einzelheiten darin festzustellen. Auch innerhalb der Sedimentgesteine gibt es Dichteunterschiede. Abnorm hohe Schwerewerte werden dort gemessen, wo in den Kernen von Antiklinalen und anderen Strukturen ältere, das heißt dichtere Gesteine in Oberflächennähe liegen. Die Dichte von Steinsalz ist meist geringer als die der umgebenden Gesteine. Besonders niedrige Schwerewerte werden deshalb als Salzstrukturen interpretiert.

Die Werte des Schwerefeldes schwanken zwischen 983,210 Gal an den Polen und 978,083 Gal am Äquator. Da für die Ölexploration schon Schwankungen in der Größenordnung von 0,001 Gal von Bedeutung sein können, hat man für Gravimetermessungen den tausendsten Teil eines Gais, das MilliGal, als Einheit festgelegt. Die sehr empfindlichen modernen Gravimeter können Schwere Unterschiede in der Größenordnung von 0,01 mGal messen. Das Gravimeter wiegt nur etwa 2,5 Kilogramm und läßt sich somit leicht transportieren. Trotzdem hängt die Geschwindigkeit, mit der ein Gebiet durch Gravimetermessungen überdeckt werden kann, von den Geländebeziehungen ab. Jeder Meßpunkt muß nach seiner geographischen Position und seiner Höhe exakt eingemessen sein, und das Instrument muß jedesmal sorgfältig justiert werden.

Gravimetermessungen auf See erfordern eine Spezialausrüstung. Da die Eigenbewegungen des Schiffes ein Standardgravimeter zu sehr stören würden, werden ferngesteuerte Instrumente, eingeschlossen in wasserdichte Behälter, für jede Beobachtung auf den Meeresboden herabgelassen. Für Übersichtsmessungen ist dieses Verfahren sehr zeitaufwendig. Man hat es deshalb vergleichsweise wenig angewandt und statt dessen ein Gravimeter entwickelt, das auf einer kreiselstabilisierten Plattform auf dem Schiff montiert ist. Es kompensiert die Eigenbewegungen des Schiffes, so daß bei guten Wetterbedingungen eine Genauigkeit von 1 bis 2 mGal erreicht wird. Dieses Gravimeter zeichnet kontinuierlich auf und kann zusammen mit anderen Meßinstrumenten betrieben werden. Es wird zunehmend für Übersichtsmessungen eingesetzt und erzielt brauchbare Ergebnisse.

Über ein Gebiet, das vermessen werden soll, wird eine Serie von Meßlinien gelegt, an denen entlang die einzelnen Meßstationen angeordnet werden. Die Abstände zwischen den einzelnen Beobachtungspunkten richten sich danach, wie genau die Messung ausfallen soll. Im allgemeinen liegen sie bei 0,2 bis 1 km. Nach Berücksichtigung verschiedener Korrekturen für die geographische Breite, die Höhe über N. N. und die Topographie der Umgebung werden die verbleibenden Änderungen des Schwerefeldes der Erde kartenmäßig dargestellt. Eine geogische Interpretation der Schweredaten setzt Annahmen über den strukturellen Bau und den Dichtekontrast der unterirdischen Gesteinsschichten voraus. Die Kenntnis dieser Faktoren ist besonders im Stadium von Übersichtsmessungen eines Explorationsprogramms sehr begrenzt. Deshalb ist die Auswertung von Schweremessungen meist mehrdeutig, und sie sollte nur als Richtschnur für die weitere geophysikalische Erkundung dienen.

SEISMISCHE MESSUNGEN

Die wichtigste Methode, um den Aufbau des Erdinnern zu erforschen, besteht im Studium der Form und der Ausbreitung von Erdbebenwellen anhand von Aufzeichnungen durch den Seismographen.

Geophone empfangen die von künstlich erzeugten Erdbeben ausgesendeten Wellen und leiten die empfangene Energie weiter an eine Registrierapparatur. Druckwellen werden an Grenzflächen zwischen den Gesteinen (Änderungen der Dichte, der Wellengeschwindigkeit oder der elastischen Verformbarkeit) gebrochen und gebeugt. Je nach dem Weg, den die bei seismischen Messungen benutzten Wellen zurücklegen, unterscheidet man zwischen Reflexions- und Refraktionsseismik. Seismische Messungen vermitteln eine weit genauere Kenntnis der Form und Tiefe von untergrundstrukturen als alle anderen geophysikalischen Methoden und werden bei der Exploration auf Kohlenwasserstoffe am häufigsten angewandt.

Bei beiden seismischen Methoden werden die Zeiten gemessen, welche die Wellen benötigen, um den Weg von der Energiequelle durch die oberen Erdschichten bis zu den Geophonen zurückzulegen. Eine Apparatur registriert den Zeitpunkt des Schusses und die Ankunftszeit der Wellen am Geophon. Die Laufzeiten sind selten länger als einige Sekunden, die Meßgenauigkeit liegt bei 0,001 Sekunden. Alle Daten werden im Feld digital auf Magnetbändern aufgezeichnet und anschließend in einem Datenzentrum bearbeitet.

REFLEXIONSSEISMIK

Diese seismische Methode entspricht dem Prinzip des auf See verwendeten Echolots, bei dem von einem Schiff aus ein akustisches Signal abgesandt, vom Meeresboden reflektiert und an Bord von einem Empfänger aufgezeichnet wird. Die Zeit, die das Signal für den Weg Schiff- Meeresboden braucht, wird mit Hilfe der bekannten Schallgeschwindigkeit im Wasser direkt in die Meerestiefe umgerechnet. Die bei seismischen Messungen reflektierenden Grenzflächen, in denen sich die Gesteinseigenschaften ändern, sind nicht immer so klar definiert wie der Meeresboden. Außerdem wechseln die Gesteine innerhalb der sedimentären Schichtenfolge sehr häufig. Ein seismisches Profil enthält dementsprechend zahlreiche Reflexionen und ist deshalb viel schwieriger zu lesen als ein Echolot. Die seismische Energie wird, soweit Sprengstoff verwendet wird, durch eine Sprengung in einem etwa 10 bis 50 Meter tiefen Bohrloch erzeugt.

Entlang einer Linie, die durch den Schußpunkt verläuft, werden die Geophone gruppenweise in genau gleichen Abständen (je 20 bis 100 Meter) am Erdboden beidseits der Schußbohrung („Zentralschuß“) ausgelegt. Bei einer anderen Anordnung liegen alle Geophongruppen auf einer Seite der Schußbohrung („Langschuß“). Die Geophone wandeln die vom Schuß ausgelösten Wellen in elektrische Impulse um, die per Kabel an eine zentrale Aufnahmestation übermittelt werden. Dort werden sie verstärkt und auf Magnetband aufgezeichnet. Im Gelände kann man sofort eine Kontrollabspielung vornehmen, um die Qualität der Messung und Aufnahme zu beurteilen.

Die Geophone erfassen alle Bodenbewegungen und Geräusche. Eine reflexionsseismische Aufnahme ist somit durch natürliche und künstliche Geräuschquellen gestört, so unter anderem auch durch den Schuß selbst. Derartige Geräusche, im englischen „noise“ genannt, überdecken die reflektierende Energie. Man muß sie während der Aufnahme minimieren, um die Reflexion zu verdeutlichen. Dazu dient zum Beispiel die Bündelung zahlreicher Geophone an jeder Geophonstation oder der Einsatz elektrischer Filter bei der Verstärkung der Impulse. Wichtigstes Verfahren zur Qualitätsverbesserung ist heutzutage die „Mehrfachüberdeckung“.

Die der Reflexion zugrundeliegenden Gesetzmäßigkeiten erlauben es, Geophone und Schußpunkte so anzuordnen, daß man von einem einzelnen Punkt auf einem bestimmten Untergrundhorizont eine Information mehrfach erhält. Mit Hilfe der Datentechnik lassen sich dann diese einzelnen Informationen stapeln. Dabei werden die Störgeräusche reduziert; die von dem untergrundspunkt ausgehende Nutzenergie wird verstärkt. Bei heutigen Messungen sind 12fache Überdeckungen üblich, aber auch Steigerungen auf 60fache oder noch höhere Überdeckungen möglich. Die reflexionsseismische Methode hat sich bei der Erforschung von Offshore-Gebieten als sehr erfolgreich erwiesen. Schuß und Aufnahme erfolgen von einem einzigen Schiff aus, das die Aufnahmeinstrumente mitführt und ein in geringer Wassertiefe schwimmendes Kabel mit den Hydrophonen (entsprechend den Geophonen an Land) schleppt. Früher wurden Schußladungen in Wasser geworfen und vom Schiff aus ferngezündet, sobald sie die richtige Position zum Hydrophonkabel erreicht hatten. Heute setzt man bei Seevermessungen zur Energieerzeugung sprengstofflose Verfahren ein. Bewährt haben sich dabei Luft- oder Gaspulser (wie Airgun, Watergun, Sleeve exploder). Diese Geräte hängen kurz hinter dem Schiff im Wasser und werden mit Hilfe von Kompressoren aufgeladen und dann entladen. „Dank der Einfachheit“ dieses Verfahrens kann eine kurze Schußfolge, zum Beispiel alle 20 Sekunden, erreicht werden. Das Kabel mit den Hydrophonen bewegt sich gleichmäßig entlang der Profillinie. Dadurch können Messungen auf See, etwa bei 5 Knoten Fahrt, bei günstigen Wetterverhältnissen sehr viel schneller fortschreiten als auf dem Festland. Wie bei allen geophysikalischen Messungen kommt es auch hier besonders darauf an, die genaue Position festzulegen. Auf See geschieht das mit verschiedenen Navigationshilfen wie dem DECCA-System und heute vornehmlich mit Verfahren der Satellitennavigation (GPS).

Auch auf dem Festland gibt es bereits verschiedene Methoden, bei denen Schußenergie nicht mehr mit Dynamit erzeugt werden muß. Als Schallquellen dienen dabei zum Beispiel ein schweres Gewicht, das auf den Boden fällt, eine vibrierende Platte, die auf den Erdboden gepreßt wird, die plötzliche Entspannung von Preßluft oder die Entzündung von komprimierten Gasen in geschlossenen Behältern. Die von diesen Quellen ausgehenden Impulse sind gegenüber einem Dynamitschuß vergleichsweise klein. Man kann jedoch dadurch zufriedenstellende Ergebnisse erzielen, daß man die Aufnahmen von verschiedenen Impulsen addiert, um die Energie eines Schusses zu erreichen. Dem steht der Vorzug gegenüber, daß diese Methoden weniger gefährlich als bei Einsatz von Sprengstoff sind, das Bohren von Schußlöchern an Land erübrigen und bei Seemessungen die Lebensformen im Wasser schonen.

Die Aufzeichnung geophysikalischer Daten auf Magnetbändern hat Möglichkeiten erschlossen, den Informationsgehalt der Registrierungen in Rechenzentren weiter auszuschöpfen. Zu diesem Zweck werden ständig neue Programme entwickelt. Parallel dazu läuft die Weiterentwicklung elektronischer Datenverarbeitungsanlagen, die speziell für die Anwendung in der Geophysik ausgelegt sind.

Bei linienhaft durchgeführten reflexionsseismischen Messungen ist das Ziel der ersten digitalen Verarbeitung ein Seismogrammprofil zu erhalten, das gleichsam einen Schnitt durch die oberen Schichten der Erdkruste darstellt. In diesem Profil sind noch die reflektierenden Horizonte, Transgressionsflächen und auch Störungen zu erkennen. Seit die elektronischen Bausteine für die Aufnahmeapparaturen immer kleiner und leichter wurden, konnte man die Aufnahmekapazität für eine Registrierung von früher etwa 24 auf nunmehr bis zu 1200 Geophongruppen erweitern. Ordnet man diese Geophongruppen in mehreren, im 50-Meter-Abstand parallel verlaufenden Linien an und führt die Beschießung ebenfalls aus mehreren, parallel zu den Geophonreihen angeordneten Schußbohrlöchern gleichzeitig durch, so enthält eine einzige Aufnahme die Aufzeichnung nicht nur eines Profiles, sondern mehrerer paralleler, flächenhaft verteilter Querschnitte. Diese Arbeitsweise nennt man das „3-D-Verfahren“.

ZUKUNFTSAUSSICHTEN

Die bei der geophysikalischen Prospektion angewendeten Methoden haben sich während der letzten 60 Jahre grundsätzlich nur wenig geändert. Die technische Ausrüstung im Gelände ist jedoch erheblich verbessert worden. Insbesondere Miniaturbauteile und andere Fortschritte im elektronischen Bereich sowie die Entwicklung von Spezialtransportmitteln haben die Lösung der physikalischen Probleme erheblich erleichtert.

Am dringlichsten ist die Weiterentwicklung von Verfahren, die es ermöglichen, aus seismischen Registrierungen auch Informationen über die physikalische Beschaffenheit (Porosität, Porenfüllung) der Gesteinsformationen zu erhalten.

Die geologischen Probleme bei der Suche nach Erdöl und Erdgas werden immer schwieriger, weil die einfacheren Strukturen bereits entdeckt und angebohrt worden sind. Jetzt richtet sich die Suche auf weniger offensichtliche Strukturen und Fallen. Um hier zum Erfolg zu kommen, ist es notwendig, die verschiedenen geophysikalischen Verfahren - Seismik, Gravimetrie, Magnetik, Geoelektrik, Magnetotellurik zusammenzuführen, damit die Explorationstrups mit möglichst umfassenden Informationen arbeiten können.

Die wichtigsten Lagerstättentypen

Erdöl und Erdgas ruhen in der Erde in Lagerstätten. Diese Lagerstätten findet man in Gesteinsschichten, die Porenraum enthalten. Den Porenraum kann man sich schwammartig im Gestein verteilt vorstellen. In einem Sandstein z. B. besteht er aus den winzigen Hohlräumen, die zwischen den einzelnen aneinanderliegenden Sandkörnchen frei bleiben und die nicht von Ton oder anderen Substanzen ausgefüllt wurden. Auch Kalksteine und Dolomite können Porenräume enthalten, die entweder bei der Bildung des Gesteins oder durch spätere Lösungsvorgänge entstanden sind.

Normalerweise sind alle Gesteinshohlräume mit Wasser gefüllt. In den der Erdoberfläche nahen Schichten ist es Süßwasser, das sogenannte Grundwasser. In tieferen Erdschichten enthalten diese Wässer einen oft beträchtlichen Salzgehalt und werden als Formationswasser bezeichnet. Wenn die Porenräume aber statt Wasser Erdöl und Erdgas in ökonomisch interessanter Anreicherung enthalten, dann spricht man von einer Lagerstätte dieser Substanzen. Der Bildung solcher Lagerstätten liegt der einfache Umstand zugrunde, daß Gas, Öl und Wasser verschiedene spezifische Gewichte haben. Wenn Öl und Gas tief in der Erde in feinsten Partikeln entstehen und mit dem Formationswasser der Poren in Berührung kommen, dann steigen diese Kohlenwasserstoffe wegen ihres geringeren Gewichtes im Wasser auf und bahnen sich durch die Porenräume der Erde ihren Weg nach oben. Wird ihnen auf ihrer Wanderung kein Widerstand entgegengesetzt, dann geht diese Reise bis an die Erdoberfläche, wo sie durch Verwitterung zerstört werden. Treffen sie aber auf undurchlässige, das heißt nicht poröse Schichten, dann stauen sie sich unter diesen, verdrängen das Porenwasser und bilden eine Lagerstätte, das Gas als leichtester Bestandteil zuoberst, das Öl darunter und unter diesen das Wasser. Erdöl und Erdgas muß man also innerhalb poröser Schichten dort suchen, wo diese unter undurchlässigen Schichten ihre höchste Aufragung haben.

Diese „höchsten Aufragungen“, oft Fallen genannt, können ganz verschiedener Art sein. Sie verdanken ihre Entstehung den Faltungen, Brüchen und Verstellungen, denen die Schichten im Laufe ihrer Entstehung ausgesetzt waren und der Art, wie poröse Schichten seitlich in undurchlässige übergehen.

Deutschland besitzt seine größten Erdöllagerstätten in dem Erdmittelalter, in Jura- und Kreidezeit, geologisch gesprochen in 125-200 Millionen Jahre alten Gesteinen. Viele Jahrzehnte förderten wir aus diesen Erdölfeldern im Gebiet zwischen Hannover-Braunschweig und westlich der Weser bis zum Emsland. Mit der Entdeckung großer Gasvorkommen Ende der fünfziger Jahre trat jedoch eine Neuorientierung der Förder-Industrie ein. Tiefere, 225-300 Millionen Jahre alte geologische Stockwerke wurden eingehender untersucht und große Erdgasvorkommen im Buntsandstein, Zechstein, Rotliegenden und Oberkarbon erschlossen. Hierbei wurden bereits Endteufen von über 6.000 m erreicht, und noch ist das Ende weiterer Vertiefungen nicht abzusehen. Denn seit Mitte der siebziger Jahre wird die Untersuchung eines noch tieferen geologischen Stockwerkes angestrebt: das über 350 Millionen Jahre alte Devon mit seinen Riffgesteinen, in denen man große Erdgas-Lagerstätten vermutet.

Die Speichergesteine in den nordwest-deutschen Erdgasfeldern bestehen aus porösen und durchlässigen (permeablen) Kalk- und Sandsteinen. Feinheiten ihrer Gesteinstextur erkennt man besonders gut in Gesteinsdünnschliffen, vor allem unter starker Vergrößerung und dann, wenn sie zusätzlich eingefärbt werden. Beispiele dafür bringen wir auf dieser Seite mit drei Dünnschliffen aus dem Hauptdolomit des Zechstein, auf der nächsten Seite mit ebenfalls drei Dünnschliffen aus

dem Basissand des Rotliegenden. Das geologische Alter dieser beiden Formationsstufen ist aus der Tabelle „Zeitbild der Erdgeschichte“ gut ersichtlich.

Der Hauptdolomit im Zechstein stellt zur Zeit noch unseren wirtschaftlichsten Erdgasspeicher dar. Sein Gestein kann in einer dolomitisch-körnigen Grundmasse die Kalkskelette vieler Kleinalgen enthalten (Bild 1) und bis zu 40% Porosität aufweisen. Oder bei einem anderen kalkigdolomitischen Gesteinsstück (Bild 2) läßt die Färbung relativ deutlich diese Grundmasse hervortreten mit „rotem“ Kalkspat und „braunem“ Dolomit, wobei die Gesteinsporen weiß bleiben. Bild 3 endlich zeigt die sogenannte „Reiskornstruktur“, d.h. einen grobkristallinen Kalkstein, der von kleinen Dolomitkörnchen durchsetzt ist und etwa 7% Porosität besitzt.

Der Basissand des Rotliegenden ist neben dem Oberkarbon zur Zeit das tiefste geologische Erdgasstockwerk in Nordwestdeutschland. Auf ihn konzentriert sich deshalb auch eine sehr beträchtliche Aufschluß- und Bohraktivität. Wie sein Name „Basissand“ bereits andeutet, beginnt mit ihm eine wichtige Sedimentfolge des (Ober-)Rotliegenden, die hier, „an der Basis“, aus einem bis mehrere hundert Meter Mächtigkeit anschwellenden Sandstein bestehen kann. Er enthält viele von Feinsand über Mittel bis zum Grobsand (Bild 4-6) in ihrer Größe stark wechselnde Gesteinspartikel, die gerade nach Anfärbung der Dünnschliffe wie ein absonderlich gefügtes Mauerwerk wirken können (Bild 4, 6).

Die Porositäten dieser Sandsteine reichen von 5% bis mehr als 15%. Besonders photogen wirkt ein überstark 325-fach vergrößerter Ausschnitt (Bild 5) von Sandkörnern, wenn wie hier die Zwischenräume mit einem wirrstrahlig ausgeschiedenen Material erfüllt sind.

„Hinter der Hacke ist es dunkel“, sagt ein altes Sprichwort der Bergleute. Dies gilt gleichermaßen auch heute noch für die Erdölgeologie, denn auch „unter dem Bohrmeißel ist es dunkel“!

Trotz der modernen Erkenntnisse in Geophysik und Geologie, trotz ständiger Verfeinerung ihrer wissenschaftlichen Methoden und trotz Überschreitens der 6.000-m-Bohrteufen zeigt doch immer wieder eine langjährige Statistik, daß nur etwa jede zehnte Suchbohrung in einem unerschlossenen Gebiet fündig geworden ist. Dies gilt als Ansporn für

alle, ob Wissenschaftler oder Praktiker, die wahrlich teure und risikoreiche Aufschlußtätigkeit in planvoller Zusammenarbeit ständig auf eine günstige Erfolgsquote zu bringen.

Bohren nach Erdöl und Erdgas

Bohrungen werden niedergebracht, um nutzbare Mineralien, Flüssigkeiten oder Gase zu finden. Die ersten maschinell abgeteuften Bohrlöcher entstanden bereits vor mehr als 150 Jahren. So wird von einem Bohrloch berichtet, das um 1833 in den USA eine Teufe von 1011 feet (308 Meter) erreichte. Als Verrohrung hatten dabei Teile von ausgehöhlten Baumstämmen gedient, und die Bohrmeißel wurden von Schmieden an Ort und Stelle hergestellt. „Coolen“ Dragee hat seine historische Bohrung vom August 1859, die allgemein als Beginn der Petroleumindustrie gilt, in Titusville, Pennsylvania, unter Einsatz von Dampfmaschinen abgeteuft. 1918 konnte man bereits Bohrungen bis zur Teufe von 2250 Metern niederbringen. 1930 erreichte man mit Hilfe des Rotary-Verfahrens 3000 Meter. Seither ist man in Tiefen bis zu 10.000 Metern vorgedrungen, und Bohrungen zwischen 3000 und 5000 Metern gehören heute zum Bohrralltag.

Es gibt Schlag- und Drehbohrverfahren. Bei Bohrungen zur Auffindung und Förderung von Erdöl und Erdgas wird heute meistens das Drehbohrverfahren oder Rotarybohren angewandt. Von diesem ersten Platz konnten es auch später entwickelte Bohrverfahren, wie das Bohren mit unter Tage angetriebener Turbine oder Elektromotor, nicht verdrängen.

Weiter sind folgende *Bohrungstypen* zu unterscheiden:

- *Aufschluß oder Explorationsbohrungen*. Sie dienen der Erschließung vorher geologisch und geophysikalisch untersuchter Strukturen, in denen Erdöl und Erdgas vermutet wird, deren Vorhandensein jedoch erst durch die Bohrung nachgewiesen werden kann. Trotz aller erdenklichen wissenschaftlichen und technischen Vorbereitungen beträgt die Fündigkeits- und Erfolgsrate solcher Bohrungen weltweit nur etwa zehn Prozent.
- *Erweiterungsbohrungen*. Sie sollen in bereits erschlossenen Öl- und Gasfeldern die Ausdehnung der Lagerstätte feststellen oder bisher unbekannte tiefere Horizonte erschließen.
- *Produktions- oder Exploitationsbohrungen* werden auf bekannte Öl- und/oder Gaslagerstätten abgeteuft, um das durch die Aufschluß- oder Erweiterungsbohrung gefundene Reservoir auszufördern.

DIE BOHRANLAGE

Typische Bohranlagen, wie sie heute beim Rotary-Bohren eingesetzt werden, sind je nach der mit ihnen zu erzielenden Teufe mit abklappbaren fahrbaren Masten ausgestattet oder so konstruiert, daß sie mit Hilfe von Kränen in wenigen Tagen demontiert, transportiert und wieder aufgebaut werden können. Der *Mast* oder *Bohrturm* besteht aus einer etwa 30 bis 40 Meter hohen Stahikonstruktion, in der der Kran ein Flaschenzug mit einer Hebekapazität bis zu 1000 Tonnen bei schwerem Bohrgerät - untergebracht ist. Sein Unterbau umfaßt den Drehtisch, die erforderlichen Antriebe und den Bohrloch-kopf mit seinen vielen technischen Absicherungen (Blow-out-Preventer). Das zum Bohren benötigte Gestänge besteht aus starkwandigen Rohren mit konischen Schraubverbindungen und ist in 27 Meter langen Zügen von jeweils drei Rohren im Bohrturm abgestellt. Das Abstellen in Zügen erspart beim Wechsel eines Bohrmeißels sehr viel Zeit.

Das Gestänge mit dem unten angeschraubten Meißel verläuft durch den *Drehtisch* (rotary table). Es wird mittels Kellystange (ein starkwandiges Rohr mit quadratischem Querschnitt) und dazu passendem Einsatz im Drehtisch mit Geschwindigkeiten bis zu 200 U/min gedreht. Bohrgestänge und die nach dem Bohren einzubauenden Futterrohre (casings) werden über einen Flaschenzug in das Bohrloch ein- und ausgefahren. Der Flaschenzug hebt Lasten im Gewicht von Hunderten von Tonnen. Sein Zugseil ist auf einer großen Seiltrommel aufgewickelt, die Bestandteil des von Diesel- oder Elektromotoren über große Getriebe bewegten Hebwerks ist. Über dieses Hebewerk werden Bohrmeißel und -gestänge in das Bohrloch ein- und ausgefahren. Während des Bohrens wird damit auch der erforderliche Druck des Meißels auf das zu zerkleinernde Gebirge geregelt. Oberhalb des Meißels angeordnete Schwerstangen Bohrgestänge mit größerer Wandstärke) sorgen für das erforderliche Gewicht. Der Bohrstrang wird vom Hebewerk auf Zug gehalten, um die Antriebskräfte vom Bohrtisch optimal auf den Bohrmeißel zu übertragen. Am Bohrhaken ist der *Spitzkopf* aufgehängt. Er ist mit der drehbar gelagerten und unten mit dem Bohrgestänge verschraubten Kelly verbunden. Wenn beim Fortgang der Bohrung Gestängerohre nachgesetzt werden müssen, wird der Bohrstrang jeweils so weit aus dem Bohrloch angehoben daß die Kelly abgeschraubt und das neue Gestängerohr eingebaut werden kann.

Über den Spülkopf wird die Spülung durch das hohle Bohrgestänge nach unten gepumpt, wo sie am Meißel auf der Bohrlochsohle austritt. Angereichert mit dem zerbohrten Gesteinsmaterial steigt sie dann im Ringraum zwischen Bohrloch und Außenwand des Gestänges wieder nach oben. Dort wird sie über Schüttelsiebe und erforderlichenfalls über Desander und Desilter geleitet, welche das heraufgeförderte Gesteinsmaterial herausfiltern, so daß die Spülung für weitere Umläufe genutzt werden kann. Für den Spülungs-umlauf sorgen zwei oder auch mehrere Kolbenpumpen mit Leistungen von 2~Ö bis 3(**) 1/min bei Drücken zwischen 15(;) und 300 bar.

Drehtisch. Spülpumpen und Hebewerke werden durch Diesel- oder Elektromotoren angetrieben. Die zwischen 2 (~ und 4000 kW leisten. Bei allen großen und modernen und vor allem auf sämtlichen Offshore-Anlagen erfolgt der Antrieb durch Elektromotoren. Die notwendige elektrische Energie wird durch Dieselmotoren erzeugt. Jede Bohranlage verfügt über eine Sicherheitseinrichtung die ein Eruptieren des Bohrlochs beim Antreffen hoher Drücke verhindern. Sie heißen Preventer. sind oberhalb des Bohrlochs montiert und bewirken durch widerstandsfähige sehr elastische Gummimanschetten einen sicheren Abschluß des Bohrlochs. Die Preventer können durch Fernsteuerung über hydraulische Einrichtungen oder auch direkt vom Bohrturm aus bedient werden. Wenn aus dem Inneren des Bohrlochs nach oben strömende Gase oder Flüssigkeiten die Fortführung der Bohrung gefährden, umschließen die Gummimanschetten das im Bohrloch befindliche Gestänge, oder sie dichten das leere Bohrloch ab. Üblicherweise sind ständig zwei bis drei mit verschiedenen Manschetten ausgerüstete Preventer verfügbar. Moderne Preventer, wie sie heute üblicherweise bei tiefen Bohrungen vorgeschrieben sind, verfügen über einen Schermechanismus, mit dessen Hilfe das Bohrgestänge in einem Ernstfall abgeklemmt werden kann, so daß das Bohrloch nach unten hin total abgedichtet ist. Außer diesen Einrichtungen gehören zu einer Bohranlage noch Silos für Zement, Werkstätten, Materiallager und transportable Häuser mit Aufenthalts- und Waschräumen für die Mannschaft, dem Büro des Bohrmeisters und einem Arbeitsraum für den Geologen und die Sampler, die das erbohrte Material sofort an Ort und Stelle im Labor untersuchen.

Erdölförderung

Das endgültige Ergebnis einer Fündigkeit kann erst nach dem Abteufen einer oder sogar mehrerer Bohrungen erwartet werden, dann erst erhält man eine Aussage über Vorhandensein oder Nichtvorhandensein von wirtschaftlich gewinnbaren Öl- und/oder Gasmengen.

Von diesem Zeitpunkt an ist es die Aufgabe des Förderbetriebes, die Bohrung in Produktion zu setzen und die Erdölförderung über einen längeren Zeitraum zu betreiben. Der Förderverlauf in einem Erdölfeld wird von zahlreichen Faktoren und Einflüssen bestimmt, wobei fast für jede Lagerstätte spezielle Bedingungen zu beachten sind und im Verlauf der Produktionsphase eine ganze Reihe von verschiedenen Maßnahmen notwendig werden. Zuerst werden die eingebauten Futterrohre und der sie umgebende Zementmantel im Bereich der Förderhorizonte, aus denen gefördert werden soll, perforiert. Dazu dienen besondere Geräte, die Kugelgeschosse oder Hohlladungen in die Lagerstätte treiben und damit den Zufluß in das Bohrloch ermöglichen.

Um den Sinn der nachfolgend zu erläuternden Installationen besser verstehen zu können, ist es notwendig, daß wir uns kurz mit der Materie befassen, die gefördert werden soll. Jede Erdöl- und Erdgas-Lagerstätte steht unter einem bestimmten Druck, der mit der Tiefe zunimmt, und zwar nach einer Faustformel: je 10m um 1 Atmosphäre (bar). Eine Lagerstätte in 1.000 m Tiefe könnte einen ursprünglichen Lagerstättendruck von 100 bar gehabt haben. Auch die Temperatur nimmt bekanntlich mit der Tiefe zu, und zwar je 100 m Tiefenzunahme um 3 ° Celsius. Die physikalischen Bedingungen - zu denen auch der Druck und die Temperatur gehören - bringen es mit sich, daß bei Vorhandensein von Gas dieses ganz oder teilweise in Öl gelöst ist, so daß das Öl nicht als „normale“ Flüssigkeit in der Lagerstätte vorhanden ist. Hier sei auf das Beispiel einer Selterswasserflasche hingewiesen, wo Kohlensäure in der Flüssigkeit gelöst ist. Das in das Bohrloch eintretende Öl verhält sich also ähnlich wie die Flüssigkeit in einer Selterswasserflasche oder Sektflasche, die langsam geöffnet wird, d.h. mit sinkendem Druck entläßt sich mehr und mehr Gas.

In das mit den Futterrohren (Casing) verrohrte Bohrloch werden Rohre mit kleinerem Durchmesser - je nach Mengenerwartung 2 bis 7 Zoll und größer - eingebaut, die als Steigleitung für das Öl-Gas-Gemisch dienen. Da sich das im Öl enthaltene Gas durch die Abnahme des Druckes in der Steigleitung auf dem Wege zur Erdoberfläche entlösen kann, muß man sich während der Förderung einen mehr oder minder intensiven Schaum vorstellen. Es ist daher nach dem Prinzip des Siphons eine selbständig auslaufende Förderung möglich, auch wenn der Lagerstättendruck im Laufe der Förderphase zurückgegangen ist. Die Steigrohre sind mit den Futterrohren durch den Bohrl Lochkopf und das Eruptionskreuz verbunden. Das Eruptionskreuz ist mit Manometern und Düse versehen und leitet das Öl in ein Sammelsystem bzw. den Sammelbehälter ab.

Eine Düse bewirkt durch ihren verringerten Durchmesser einen Gegendruck am Ende der Steigleitung, der eine zu starke Druckentlastung der Lagerstätte und damit eine unerwünschte Gasentlösung in der Lagerstätte verhindert. Die in der Lagerstätte gespeicherte Energie (Lagerstättendruck) bestimmt über eine gewisse Produktionsdauer das Förderverfahren. Bei unseren Betrachtungen gehen wir davon aus, daß zunächst genügend Lagerstättenenergie vorhanden ist, um das Öl bis zur Erdoberfläche zu drücken. Das Anfangsstadium der Förderperiode ist die eruptive Phase der Erdölgewinnung. Abhängig von den entnommenen Gas- und Flüssigkeitsmengen nimmt der Lagerstättendruck im Laufe des Förderzeitraumes ab. Wird der Gegendruck auf die Lagerstätte, den der Fließwiderstand in den Leitungen und das Gewicht der Ölsäule erzeugen, größer als der Lagerstättendruck selbst, so hört das Öl auf, selbständig auszufließen. Da das Eruptieren das einfachste Förderverfahren ist, möchte man diese Förderphase möglichst lange beibehalten. Es wurde daher das sogenannte Gasliftverfahren entwickelt. Hierbei wird die in den Steigrohren stehende Ölsäule durch Fremdgas entlastet, das in den Ringraum zwischen Steig- und Futterrohren eingepreßt wird. Das in Blasen hochsteigende Gas verleiht dem Öl einen kräftigen Auftrieb, vermindert das Gewicht der Ölsäule und reduziert somit den Gegendruck auf die Lagerstätte. Mit diesem Verfahren wird die

selbstfließende Förderphase verlängert. Das Verfahren ist aber nur dort sinnvoll und wirtschaftlich anzuwenden, wo Erdgas bzw. Erdöl in ausreichender Menge und mit einem genügend hohen Druck zur Verfügung steht. Falls kein Gas zur Verfügung steht, muß ein mechanisches Förderverfahren, das Pumpverfahren, angewendet werden, das heute zum größten Teil die deutschen Fördergebiete beherrscht und einem Erdölfeld - mit seinen nickenden „Pferdeköpfen“ - sein bestimmtes Gepräge verleiht.

Hierbei wird eine Tiefpumpe, die durch das Pumpgestänge mit dem übertage aufgebauten Pumpenantrieb in Verbindung steht, in die Steigrohre eingebaut. Der Tiefpumpenantrieb besteht aus einem Pumpenbock mit Pferdekopf und Schwengel; er wird durch einen Elektro- oder Gasmotor über einen Keilriemen angetrieben. Je nach Größe der Pumpe und in Abhängigkeit von der Hubzahl (5 bis 20 Hub/min) und der Hublänge (max. 3 bis 4m) können mit diesem Verfahren etwa 150 m³ Flüssigkeit pro Tag gehoben werden. Schreibt die optimale Fördermethode für eine Lagerstätte die Entnahme von größeren Flüssigkeitsmengen vor, so kann man mit vielstufigen Kreiselpumpen mehrere hundert Kubikmeter Flüssigkeit pro Tag gewinnen. Bei diesen Anlagen wird dafür der Antriebsmotor zusammen mit der Pumpe in das Bohrloch eingebaut.

Um die Ölausbeute aus einer Lagerstätte weiter zu steigern, müssen häufig Sekundärverfahren angewendet werden. Hierbei preßt man gefördertes und abgeschiedenes Wasser oder Fremdwasser in die Lagerstätte ein, um auf diese Weise das Öl den fördernden Sonden zuzutreiben. Die Notwendigkeit, die einheimischen Ölreserven maximal auszubeuten, läßt heute die Anwendung teurerer Verfahren zu, bei denen mit Hilfe von eingepreßtem Dampf oder durch Verwendung von Chemikalien die Fließeigenschaften von Öl in der Lagerstätte verbessert und dadurch eine höhere Endausbeute erreicht werden kann. Trotzdem werden im Durchschnitt nur 20-40⁰ /o des in den Gesteinsporen vorhandenen Erdöls zutage gefördert.

Erdölaufbereitung

Das Erdöl ist in der Form, wie es in den Produktionsbetrieben gewonnen wird, für eine Weiterverarbeitung in den Raffinerien noch nicht geeignet. Als „Rohprodukt“ fällt es in den Ölfeldern als ein Gemisch von Gas, Öl und Salzwasser an. Dieser Umstand erfordert einen Behandlungsgang (Aufbereitung), bei dem eine Trennung der Gemischkomponenten und eine Beseitigung von Verunreinigungen vorgenommen wird.

Dies geschieht in dafür besonders errichteten Trennanlagen eines Erdölbetriebes. Eine spezielle Erdölaufbereitungsanlage ist in dem nebenstehenden Schema dargestellt.

Durch Rohrleitungen wird das aus den einzelnen Bohrungen kommende Gas-Öl- bzw. Gas-Öl-Wasser-Gemisch einer zentralen Sammelstelle zugeleitet. Dort tritt es in den Gasabscheider ein, der im allgemeinen unter niedrigem Druck steht. Durch starke Wirbelung und Aufschlag auf eingebaute Prallbleche wird eine möglichst große Oberfläche für das Öl geschaffen. Das im Öl enthaltene Gas entläßt sich, gibt nach oben mitgerissene Öl- und Wassertröpfchen ab, und das spezifisch schwerere Öl-Wasser-Gemisch sammelt sich am Boden des Gasabscheiders, von dem es kontinuierlich abgeleitet wird.

Das abgeschiedene Gas wird aus dem Kopf des Abscheiders abgezogen und in der Regel einem Verbraucher-System zugeführt. Vereinzelt entzieht man in einem Zwischenschritt im abgeschiedenen Erdöl gas enthaltene wertvolle Kondensate in sogenannten Gasolinanlagen.

Das Öl-Salzwasser-Gemisch aus dem Boden des Gasabscheiders gelangt zunächst in einen Naßöltank. Das mit dem Öl gewonnene Wasser ist entweder als freies Wasser vorhanden oder aber in Form von Emulsionen mit dem Öl eng vermischt. Das freie Wasser scheidet sich aufgrund des unterschiedlichen spezifischen Gewichtes zum größten Teil in diesem Naßöltank ab, wird von dessen Boden abgezogen und nach Zwischenlagerungen einem Salzwassertank einem besonderen und geschlossenen Reinigungs- und Ableitungssystem zugeführt. Das in Form einer Emulsion vorhandene Wasser würde bei der Weiterverarbeitung in den Raffinerien Störungen verursachen und darüber hinaus unnötige, hohe Transportkosten verursachen. Daher muß eine derartige Emulsion (Öl-Wasser-Gemisch) in einem komplizierten chemisch-physikalischen Arbeitsgang aufbereitet werden.

Es gibt mehrere Verfahren, um den Wasser- und Salzgehalt in den geforderten Grenzen zu halten. Im Bild ist schematisch das Verfahren der elektrischen Aufbereitung gezeigt. Da zwischen Öl und Salzwasser nur ein geringer Unterschied im spezifischen Gewicht besteht, würde bei einem hochviskosen (zähen) Gemisch die Trennung der beiden Flüssigkeiten stark erschwert. Deshalb wird die Emulsion zunächst in einem Erhitzer mit Hilfe von Dampf auf 80 bis 1000 Celsius aufgeheizt. Bevor das Öl in die Entwässerungs- und Entsalzungsanlage gelangt, wird dem Flüssigkeitsstrom außerdem ein Spalter zugesetzt, der die Oberflächenspannungen zwischen Öl und Wasser in der Emulsion herabsetzen soll, wodurch sich Öl und Wasser leichter trennen lassen. Zusätzlich wird eine bestimmte Menge Süßwasser zugesetzt, das das vorhandene Salzwasser verdünnen und eventuell ungelöstes, im Öl enthaltenes Salz auflösen soll.

In der eigentlichen Entwässerungs- und Entsalzungsanlage fließt das so vor-behandelte Rohölgemisch durch ein bestehendes Wechsellängsfeld, wobei die kleineren Wassertröpfchen in starke Bewegung gebracht werden und so häufig aneinanderstoßen, daß sie sich bei diesem Vorgang zu größeren Tropfen vereinigen und dann aufgrund des Gewichtsunterschiedes zwischen Wasser und Öl auf den Boden des Behälters sinken und hier als Salzwasser abgezogen werden können. Der Vorgang ist kontinuierlich, wobei die Verweilzeit des Öls im elektrischen Feld so eingestellt wird, daß die geforderten Grenzen in bezug auf Wasser- und Salzgehalt erreicht werden.

Das Rohöl gelangt nunmehr in den Reinöltank, wo es bis zum Abtransport zur Raffinerie bleibt.

Für den Transport zur Raffinerie gibt es verschiedene Möglichkeiten. Die einfachste Methode ist, das Öl durch lange Rohrleitungen, sogenannte Pipelines, unmittelbar von der Sammelstelle im Ölfeld zur Raffinerie zu leiten. Da jedoch die Kosten für eine derartige Leitung sehr hoch sind, lohnt sich ihr Bau nur bei großen Olmengen, einer langen Lebensdauer des Ölfeldes und einer günstigen Entfernung zwischen Ölfeld und Raffinerie. Am weitesten verbreitet ist in Deutschland die Verladung in Kesselwagen, die - in Zügen zusammengestellt - nach einem festen Fahrplan zwischen Feld und Raffinerie pendeln. Wo es möglich ist, wird auch bei uns das Öl auf Tanker verladen, da sie größere Mengen billiger transportieren können.

Förderung von Erdgas

Neben dem Erdöl hat das Erdgas in den letzten Jahren auch in der Bundesrepublik immer mehr an Bedeutung gewonnen. Die bedeutendsten Gas-Lagerstätten sind im norddeutschen Becken konzentriert, da hier die geologischen Verhältnisse für die Bildung von Erdgas-Lagerstätten besonders günstig waren. Die hier erschlossenen Erdgasvorkommen liegen in Teufen zwischen 2.000 und 5.000 m, so daß die in diesen Vorkommen enthaltenen Gasmengen unter Drücken stehen, die mehrere hundert Atmosphären (bar) betragen. Diese Energie reicht über längere Zeiträume aus, das Gas an die Oberfläche zu fördern, wo es nach Reinigung und Trocknung sicher und kontrolliert den verschiedenen Versorgungssystemen zugeführt wird. Diese hohen Drücke bestimmen sehr wesentlich die Auswahl der kostspieligen Förderausrüstung.

Reicht der Druck in der Lagerstätte nicht mehr aus, um das Gas bis zum Verbraucher zu befördern, werden an geeigneten Stellen Kompressoren in die Leitungen eingeschaltet, die den Druck erhöhen.

Das „Frac“-Verfahren

Allerdings haben nicht alle Erdgas-Lagerstätten - insbesondere in größeren Tiefen - einen ausreichend durchlässigen Porenraum für eine gute Förderrate. Vor dieser Situation steht die Förderindustrie immer häufiger, seit sie in den vergangenen Jahren in die tieferen Stockwerke der Erdrinde vorgedrungen ist. Im sogenannten „Rotliegenden“ sowie im Karbon“ gibt es Erdgasvorkommen, die in sehr feinporigen Sandsteinschichten angetroffen wurden. Eine wirtschaftliche Förderung kann erst mit einer „Frac-Behandlung“ sichergestellt werden.

Wenn eine Bohrung auf eine derartige Lagerstätte gestoßen ist, geht der eigentlichen „Frac-Behandlung“ eine eingehende Prüfung der Lagerstätte mittels Bohrlochmessungen und -teste sowie der gewonnenen Kerne voraus. Insbesondere das Kermaterial wird mit verschiedenen physikalischen und chemischen Methoden untersucht. Aufgrund dieser Untersuchungen wird die Lagerstätte bewertet und unter Zuhilfenahme von Computern ein Programm für die „Frac-Behandlung“ erstellt. Über Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird versucht, die optimale Länge des Fracs zu ermitteln.

Als Frac-Flüssigkeit kommen Wasseroder Öl-Emulsionen in Frage, die mit Hilfe von Polymerzusätzen die erforderliche Tragfähigkeit für das Stützmittel erhalten. Die Frac-Flüssigkeit wird unter hohem Druck von bis zu 1.000 bar in das Bohrloch gepumpt, wobei das Stützmittel - ein druckfestes, feinkörniges keramisches Material (z. B. Bauxit) - hinzugegeben wird. Unter dem hohen Druck entsteht ein Riß im Gestein, der sich bis mehrere hundert Meter vom Bohrloch ausbreitet. Dieser Riß wird durch das Stützmittel offengehalten, während die FracFlüssigkeit zum Teil wieder zutage gefördert wird. In der mit Stützmittel gefüllten Spalte sammelt sich das aus einer nun sehr viel größeren Fläche ausströmende Gas an und ist mit erheblich größeren Förderraten gewinnbar, weil das Stützmittel eine hohe Durchlässigkeit besitzt.

Den bisher größten Frac in Europa hat Mobil Ende 1982 im neu entdeckten Erdgasfeld Söhlingen angewandt. Dabei wurden Pumpen mit einer Gesamtantriebsleistung von 16.500 kW benötigt, um 2.600 m³ Frac-Flüssigkeit und etwa 550 t Stützmittel mit rd. 650 bar in die rund 4.800 m tiefe Lagerstätte zu pumpen. Der erzeugte Riß hatte eine Gesamtlänge von 800 m, eine Höhe von rd. 115 m und eine Breite von etwa 2-3cm. Die Förderrate verfünffachte sich. Die Kosten betragen rd. 6 Millionen DM

Aufbereitung von Erdgas

Jedes Erdgas stellt ein Gemisch von mehreren gasförmigen Komponenten dar, deren Anteile je nach Lagerstätte unterschiedlich hoch sein können. Wird von Erdgas als Energieträger gesprochen, so sind dessen Hauptkomponenten Kohlenwasserstoffe, von denen in der Regel das Methan (CH₄) den größten Anteil einnimmt. In geringerem Maße sind auch „höhere“ Kohlenwasserstoffe wie z. B. Athan und Propan Bestandteile des Erdgases. Darüber hinaus sind fast immer nicht brennbare Bestandteile (Inertgas) wie Kohlendioxid (CO₂) und Stickstoff (N₂) sowie Spuren von Edelgasen vorhanden.

Wie die atmosphärische Luft ist auch Erdgas in der Lage, Feuchtigkeit bis zur Sättigung aufzunehmen. Die Menge des im Gas enthaltenen Wasserdampfes wird durch Druck und Temperatur bestimmt.

Da die Erdgas-Lagerstätten generell außer dem Gas auch Wasser enthalten, ist das geförderte Gas mit Wasserdampf gesättigt, der bei Druckentspannung über Tage und Abkühlung als freies Wasser aus dem Gas auskondensiert. Dieses Wasser würde in den Fördereinrichtungen und Leitungen hohe Druckabfälle, bei niedrigen Temperaturen Einfrierungen und ggf. auch Korrosion verursachen. Zur Verhütung dieser unerwünschten Erscheinungen sind vor

dem Eintritt des Gases in die Pipeline Einrichtungen erforderlich, mit denen das mitgeführte und kondensierende Wasser abgeschieden wird.

In diesen sogenannten Gas-Trocknungsanlagen wird darüber hinaus durch Einsatz stark hygroskopischer Chemikalien dem Gas so viel Feuchtigkeit entzogen, daß selbst bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt kein Wasser auskondensieren kann. Dies ist auch bei untertägig verlegten Gasleitungen erforderlich, da in strengen Wintern der Bodenfrost die Leitung erreicht und Einfrierungen in der Leitung verursachen könnte. Hinsichtlich Wirkungsweise, Aufbau und Chemikalieneinsatz gibt es verschiedene Methoden für die Gas-Trocknung. Als häufigstes Trockenmittel wird „Glykol“ verwendet, eine organische Flüssigkeit, die begierig Wasser aufnimmt und unbegrenzt mit Wasser mischbar ist. Die Zeichnung zeigt schematisch einen häufig eingesetzten Gas-Trocknungs-Anlagentyp auf Glykol-basis. Vom Bohrloch aus gelangt das nasse, unter hohem Druck stehende Erdgas in den Vorabscheider, wo das freie Wasser und mitgeführte Verunreinigungen wie Bohrspülung, Sand und Ton abgeschieden und dem Wassertank zugeleitet werden. Bei Beginn der Förderung wird das Gas in einem Durchlauferhitzer vorgewärmt und dann über ein Reduzierventil auf Anlagendruck entspannt. Sobald genügend Wärme aus dem Bohrloch mitgeführt wird, muß das Gas nach der Entspannung in dem Kühler soweit abgekühlt werden, daß es die für den folgenden Prozeß geeignete Temperatur hat. Das bei der Entspannung anfallende Wasser wird in einem Abscheider aus dem Gasstrom entfernt.

Von hier tritt das Gas in den unteren Teil des Absorbers ein, der mit mehreren übereinander angeordneten Glockenböden ausgerüstet ist. Beim Durchperlen durch die Glockenböden kommt das Gas in engen Kontakt mit dem im Gegenstrom von oben nach unten fließenden Glykol. Hierbei wird dem Gas der größte Teil der noch verbliebenen Restfeuchtigkeit durch das Glykol entzogen. Das getrocknete Gas verläßt am oberen Ende den Absorber und tritt nach der Mengenmessung in die Verbindungsleitung zur Erdgasfernleitung ein.

In den für die Gas-Trocknung notwendigen Glykolkreislauf ist die Regeneration eingeschaltet. Hier wird das Naßglykol, das vom Absorber kommt, auf eine Temperatur von etwa 2000 C erhitzt. In der aufgesetzten Destille werden die Glykoldämpfe kondensiert, während der Wasserdampf dem Stapeltank zugeführt wird, wo er zu Wasser kondensiert. Das getrocknete Glykol verläßt die Regeneration über einen Überlauf und fällt in den Reinglykol-Vorratstank, um von hier aus wieder in den Absorber gepumpt zu werden.

Wenn das Gas mit sehr hohem Druck aus den Lagerstätten fließt, kann es auch durch das Senken des Druckes (Entspannung) getrocknet werden. Dabei wird der physikalische Effekt ausgenutzt, daß sich Erdgas bei der Entspannung abkühlt. Diese Abkühlung kann bis unter den Gefrierpunkt gehen. Hierbei werden nach dem Abkühlen das ausgeschiedene Wasser und andere Begleitstoffe, wie z. B. höhere Kohlenwasserstoffe, von dem Gas getrennt. Dieses Verfahren wird, wenn die Abkühlung durch Entspannung nicht mehr ausreicht, durch einen Kühlprozeß, wie er auch in einem Haushaltskühlschrank angewendet wird, ergänzt.

Neben den anfangs erwähnten Teilkomponenten - wie N_2 , CO_2 und Edelgase haben Erdgase der tieferen geologischen Stockwerke (Zechstein) auch Bestandteile, die sorgfältig ausgewählte Förderausrüstungen, besondere Fördermethoden und ein anschließendes Reinigungsverfahren (Aufbereitung) erfordern. Der in diesem Gas enthaltene Schwefelwasserstoffanteil (H_2S) - ein übelriechendes, giftiges und stark korrosives Gas - verlangt bei der Förderung besondere Sicherheitsvorkehrungen und setzt den Einsatz von hochqualifiziertem Material voraus. Der Anteil dieser Gasart - der Fachmann spricht hier von Sauregas - an den Gesamtreserven in der Bundesrepublik ist relativ hoch, wäre aber ohne besondere Aufbereitungsverfahren für den Energiemarkt wertlos.

Der Entzug des Schwefelwasserstoffes aus dem Erdgas erfolgt in besonders dafür konstruierten Aufbereitungsanlagen, die von den Erdgasproduzenten sehr hohe Investitionen verlangen und deren Verfahrenstechnik besondere Fachkenntnisse erforderlich macht.

DIE ABSATZMÄRKTE DER MINERALÖLINDUSTRIE

Seit der ersten Ölpreiskrise von 1973/74 ist der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch weltweit von 47 auf 38 Prozent (1987), in der Bundesrepublik Deutschland sogar von 55,2 auf 42,0 Prozent, zurückgegangen. Trotz dieser ständig rückläufigen Tendenz liefern Erdölprodukte immer noch den größten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs. In der Bundesrepublik Deutschland folgten 1987 dem Mineralöl die Steinkohle mit 19,4, die Naturgase mit 16,8, die Kernenergie mit 10,9 und Braun-Pech-Kohl mit 8,1 Prozent.

Auffälligstes Merkmal der Entwicklung seit 1973 ist der starke Rückgang beim industriellen Verbrauch des schweren Heizöls. Die Ursache hierfür liegt in verschärften Umweltschutzaufgaben, deren Erfüllung beim Einsatz von schwerem Heizöl im Gegensatz etwa zum Erdgas - erhebliche Investitionen erfordert. Unberührt hiervon blieb der Bedarf der Industrie an anderen Mineralölprodukten - vor allem an Schmierstoffen, ferner an Prozeßölen, Lösemitteln und weiteren Spezialerzeugnissen.

Beim Energieverbrauch des Verkehrs blieb die Spitzenstellung des Mineralöls unangefochten. Beachtenswert sind hier zwei Tendenzen, die sich im Bereich der Personenkraftwagen ergaben: einerseits eine deutliche (absolute und prozentuale) Zunahme des Dieserverbrauchs und andererseits ein beachtlicher Rückgang im spezifischen Kraftstoffverbrauch - eine Entwicklung, zu der nicht nur sparsamere Motoren und aerodynamische Karosserien, sondern auch veränderte Verhaltensweisen der Autofahrer beigetragen haben.

Ein wesentlicher Teil der Zentralheizungen in Ein- und Mehrfamilienhäusern wird mit leichtem Heizöl betrieben. Daneben verwenden zahlreiche Haushalte in ländlichen Gebieten Flüssiggas, vor allem für Kochzwecke. Auch an

der Fernwärmeversorgung ist die Mineralölindustrie beteiligt. Sie betreibt - überwiegend mit schwerem Heizöl - eine große Zahl von Heizkraftwerken.

Ein weiterer Absatzmarkt ist die Landwirtschaft. Die Mechanisierung der Betriebe durch den Einsatz von Traktoren und anderen Arbeitsmaschinen hat auch hier zu einem hohen Verbrauch an Mineralölprodukten geführt.

DIE ORGANISATION DER VERTRIEBSGESELLSCHAFTEN

Beim Vertrieb stehen die großen Mineralölgesellschaften im Vordergrund, die über Tochtergesellschaften in vielen Ländern vertreten sind und ihre Produkte unter eigenen Warenzeichen oder Marken absetzen. Wie im Aufbau und Führungsstil unterscheiden sich diese Unternehmen und Tochtergesellschaften auch in Einzelheiten der Organisation ihrer Verkaufsaktivitäten. Entscheidend sind jedoch die Gemeinsamkeiten.

So muß jede Vertriebsorganisation auf die Eigenart der einzelnen Mineralölprodukte und ihrer Abnehmer ausgerichtet sein. Darüber hinaus hat sie alle sich ihr bietenden Möglichkeiten sowohl zur (investitionsintensiven) Modernisierung ihrer Einrichtungen als auch zur (kostensenkenden) Rationalisierung ihrer Arbeitsabläufe wahrzunehmen. Nicht zuletzt ist sie im Zusammenwirken mit anderen Unternehmensbereichen so flexibel zu gestalten, daß sie selbst in Krisensituationen in der Lage ist, die jeweils benötigten Qualitäten und Mengen schnellstmöglich zu liefern.

Die Organisation der Mineralölunternehmen, in welcher dem Verkaufsbereich eine entscheidende Bedeutung zukommt, wurde früher überwiegend zentral gesteuert; eine Hauptverwaltung faßte alle Bereiche mit ihren vielfältigen Funktionen zusammen. Bei diesem Modell wird die Verkaufstätigkeit entweder ausschließlich von der Zentrale oder zusätzlich über regionale Organisationen ausgeübt, die als Niederlassungen und Verkaufsabteilungen nach den Richtlinien der Zentrale arbeiten und für den Vertrieb der Produkte in einem bestimmten Gebiet verantwortlich sind.

Eine Alternative zur ausschließlich zentralen Lenkung bietet das Profitcenter-Konzept, bei dem einzelne Bereiche als selbstverantwortliche Tochtergesellschaften ausgegliedert werden. Außerdem gibt es noch die Organisation nach Sparten, also nach Produkten oder Produktgruppen. Ein Beispiel ist die Aufgliederung in Bulk-Produkte (Kraftstoffe, leichtes Heizöl, schweres Heizöl) und Schmierstoffe. Mit Kombinationen der sich aus den verschiedenen Grundformen ergebenden Möglichkeiten sind die Unternehmen bestrebt, ihre Unternehmensstruktur und speziell die Organisation ihrer Verkaufsaktivitäten den sich wandelnden Bedingungen des Weltmarktes anzupassen.

Zu den Aufgaben des Verkaufsbereichs gehört die Betreuung der verschiedenen Abnehmergruppen im Tankstellengeschäft und bei den Vertriebspartnern (Kommissionäre, Agenten) sowie die Belieferung von Verbrauchern. Unterstützt wird der Verkauf durch einen Mitarbeiterstab von Spezialisten. So beraten Schmierstoffingenieure große Industriebetriebe in Fragen des optimalen Schmierstoffeinsatzes. In einigen Gesellschaften ist dem Verkauf ein technischer Kundendienst angegliedert, der neben der Verkaufsberatung auch eine Beratung beim Einbau von Geräten, Lagertanks oder Ölfeuerungsanlagen anbietet.

Entscheidend für die Arbeit einer Vertriebsorganisation ist die Qualifikation der Mitarbeiter, denn der Verkauf von Mineralölprodukten stellt beträchtliche und vielseitige Anforderungen an jeden einzelnen.

DAS TANKSTELLENGESCHÄFT

Die Präsenz einer Mineralölgesellschaft im Markt äußert sich besonders deutlich in ihrem Tankstellennetz. Markentankstellen versorgen den Kraftfahrer nicht nur mit Treib- und Schmierstoffen, sondern auch mit vielen Artikeln „rund um das Auto“ und für den täglichen Bedarf. Die Breite dieses Angebots ist unterschiedlich. Sie richtet sich nach dem Bedarf und der Wettbewerbssituation im jeweiligen Einzugsbereich.

In der Bundesrepublik Deutschland gab es Anfang 1988 insgesamt 19.231 öffentliche Tankstellen, von denen fast 75 Prozent (14.344) von den Markengesellschaften betrieben wurden. In das restliche Viertel teilten sich verschiedene Marketerie Anbietergruppen, deren Stationen auch unter dem Begriff „Unterpreistankstellen“ zusammengefaßt werden. Tankstellen dieser Kategorie decken ihren Kraftstoffbedarf aus den Überschüßmengen meist ausländischer Raffinerien. Ihre Existenz ist ein wichtiges Indiz für den liberalen Mineralölmarkt in der Bundesrepublik.

Im Gegensatz zu den markenfreien Anbietern unterhalten die Markengesellschaften eigene Produktionsstätten, Lager-, Transport- und Vertriebsorganisationen, deren Kosten und Risiken sich zwangsläufig im Verkaufspreis niederschlagen. Das die Markentankstellen anders kalkulieren müssen, wird besonders deutlich, wenn man ihre Leistung mit der jener Unterpreistankstellen vergleicht, die in Verbindung mit Einkaufszentren und Supermärkten betrieben werden und für diese im Grunde nur eine Funktion haben: mit extrem niedrig angesetzten Verkaufspreisen Kunden anzulocken.

Markentankstellen verkaufen Kraft- und Schmierstoffe im Namen und für Rechnung der jeweiligen Mineralölgesellschaft. Ein Teil von ihnen wird von den Mineralölgesellschaften selbst errichtet und dann an Pächter vergeben, andere werden von Eigentümern gebaut und betrieben, aber von den Mineralölgesellschaften auf der Basis von Tankstellenverträgen mit Lager-, Verkaufs- und Werbeeinrichtungen ausgestattet.

In einer Zeit, in der das Tempo des Strukturwandels sich beschleunigt, stehen auch die Betreiber des Tankstellengeschäftes unter dem Zwang, mit der Entwicklung Schritt zu halten, also die Wettbewerbsfähigkeit ihrer

Tankstelle, ihres Tankstellennetzes durch eine ständige Steigerung der Wirtschaftlichkeit zu sichern. So wurden wiederholt neue Konzeptionen sowohl für die bauliche und technische Gestaltung der Tankstellen als auch für die Aktivitäten erforderlich, die von den Betreibern zu erbringen sind. Wurden die Kraftfahrer bis Ende der sechziger Jahre an den Tankstellen bedient und mit vielen, meist kostenlosen Serviceleistungen umworben, zwangen die steigenden Personalkosten Anfang der siebziger Jahre dazu, auch auf dem Tankstellenmarkt die Selbstbedienung einzuführen. Sie beschränkte sich zunächst auf das Tanken des Kraftstoffes, hat sich dann aber auch beim Motorenölwechsel und teilweise bei der automatischen Wagenwäsche durchgesetzt. Anfang 1988 wurde die Selbstbedienung in der Bundesrepublik an rund 89 Prozent aller Stationen praktiziert. 94 Prozent des Tankstellengeschäftes wurden über vom Kunden bediente Zapfsäulen abgewickelt. Parallel zum Fortschreiten der Selbstbedienung erfolgte die Anpassung der Tankstellennetze an die wirtschaftlichen Gegebenheiten. Unmoderne und kleinere Tankstellen, die nicht wirtschaftlich zu betreiben waren, wurden geschlossen. An Verbrauchsschwerpunkten hingegen wurden vorhandene Tankstellen grundlegend modernisiert oder - seltener - moderne Tankstellen neu errichtet. Natürlich war in diesen Wandlungsprozessen jede Mineralölgesellschaft auf ein möglichst typisches Erscheinungsbild bedacht, das den Kraftfahrern auf Anhieb die Tankstelle „ihrer“ Marke annonciert. Wichtig blieb daher bei jeder Modernisierung die Forderung, die einheitliche Gestaltung der Werbehinweise und Verkaufseinrichtungen (zum Beispiel der Zapfsäulen) und die farbliche Präsentation der Tankstelle in den Hausfarben der jeweiligen Mineralölgesellschaft nicht nur zu erhalten, sondern jedesmal überzeugender darzustellen.

Für den Tankstellenkunden unsichtbar bleibt eine Menge aufwendiger und komplizierter Technik, die im Gebäude und unter der Tankstellenfahrbahn installiert ist und nicht nur die üblichen Funktionen des Tankstellenbetriebes ermöglicht, sondern auch die ständig wachsenden Anforderungen an die Sicherheit und den Umweltschutz erfüllen hilft. Technischer Überwachungsverein (TÜV), Eichamt und Gewerbeaufsichtsamt überprüfen regelmäßig die Zuverlässigkeit dieser Sicherheits- und Umwelttechnik.

Von der Mitte der achtziger Jahre an stand die Installierung der Tanksäulen für bleifreies Benzin und Super im Zentrum der Investitionen in den Umweltschutz. Bis Anfang 1988 wurden über 98 Prozent aller Stationen mit Bleifrei-Säulen für Normalbenzin und 79 Prozent mit Bleifrei-Säulen für Superbenzin ausgerüstet.

Noch im Stadium der Entwicklung sind Anlagen zur Wiederverflüssigung von Kraftstoffdämpfen. Sie könnten es künftig den Tankstellen ermöglichen, die bei der Befüllung ihrer Lagertanks emittierten Kraftstoffdämpfe in den Verbrauchskreislauf zurückzuführen. Erfolgversprechende Techniken zur Reduzierung von Kohlenwasserstoffemissionen sind auch bei der Betankung von Fahrzeugen in der Entwicklung („Aktivkohlefilter“ im Kraftfahrzeug und gasrückführende Zapfanlagen).

Positiv für den Umweltschutz ist schließlich zu werten, daß die Benutzung von Autowaschanlagen, mit denen viele Tankstellen ausgerüstet sind, ständig zunimmt. Während die Abwässer bei der traditionellen „Handwäsche“ unkontrolliert über die Gullys am Straßenrand in die Kanalisation gelangen, werden sie in den automatischen Waschanlagen, dem Stand der Technik entsprechend, vorher gereinigt. Dabei geht es um beträchtliche Mengen: 1988 wurden in der Bundesrepublik weit über 400 Millionen Autowaschen durchgeführt, davon rund ein Drittel in Autowaschanlagen.

Ein weiteres Gebiet, auf dem sich immer neue Entwicklungen anbahnen, ist die Nutzung elektronischer Datenverarbeitung. Sie begann in den siebziger Jahren mit der Ersetzung der mechanischen Zapfsäulenrechner und Belegdrucker durch EDV-Geräte. Später wurden EDV-Verbindungen zwischen Tankstellen und der Zentrale hergestellt, die der unmittelbaren Preissteuerung und dem kontinuierlichen Verkaufsmengenbericht dienen. Für die Zukunft wird, im allgemeinen Trend der Telekommunikation, eine Vernetzung aller Tankstellen mit ihrer Zentrale erwartet - eine Entwicklung, die über die Intensivierung des Informationsaustausches eine weitere Automatisierung von Steuerungsfunktionen und damit eine wesentliche Vereinfachung der Betriebsführung zur Folge haben dürfte. Schließlich wurden die Möglichkeiten der neuen Techniken auch bei der Abwicklung des Zahlungsverkehrs genutzt. In der Regel waren in der Bundesrepublik 95 Prozent der Tankstellenkunden Barzahler. Bargeldlose Zahlungen erfolgten fast ausschließlich mit dem Eurocheque, da Kreditkarten wie American Express, Diners Club, Visa oder Eurocard nur an wenigen Tankstellen akzeptiert wurden. Seit dem Sommer 1988 haben diese klassischen Kreditkarten, von denen zu diesem Zeitpunkt mehr als zwei Millionen im Bundesgebiet im Umlauf waren, auch Eingang bei den Tankstellen der Markengesellschaften gefunden.

SCHIFFFAHRTSGESCHÄFT

Die Ölfeuerung wurde am Anfang unseres Jahrhunderts zunächst auf Kriegsschiffen erprobt. Dabei stellte sich sehr bald heraus, daß sie gegenüber der Kohlenfeuerung einen größeren Aktionsradius, größere Sicherheit und einfachere Bedienung bot. Im Jahre 1914 gab es schon etwa 500 ölbefeuerte Handelsschiffe mit einer Gesamttonnage von etwas mehr als 1,5 Millionen Bruttoregistertonnen (BRT).

1939 verfügte die Welthandelsflotte über eine Tonnage von 68,5 Millionen BRT. 46 Prozent davon entfielen auf Dampfer mit Kohlenfeuerung, 30 Prozent auf Dampfer mit Ölfeuerung und 24 Prozent auf Motorschiffe.

Nach dem Zweiten Weltkrieg erhielten alle Neubauten Ölfeuerung, ein zunehmender Teil Dieselmotoren. 1987 betrug die Gesamttonnage der Welthandelsflotte 405 Millionen BRT. Da es kein Problem mehr ist, Dieselmotoren von 30.000 PS (22.000 Kilowatt) und mehr zu bauen, hat sich der Anteil der Motorschiffe, deren Betrieb

wirtschaftlicher ist, wesentlich erhöht. Um den steigenden Bedarf an Marine Fuel Oil (im Prinzip schweres Heizöl, auch als Bunker C oder Bunkeröl bekannt) zu decken, wurde in den Welthäfen eine Kette von Bunkerstationen angelegt. Heute gibt es kaum einen Hafen von nur einiger Bedeutung, in dem nicht mindestens eine Ölgesellschaft den Schiffen die Dienste ihrer Bunkerstation anbieten kann.

Die Großbunkerstationen entsprechen im großen und ganzen den Überseetanklagern. Sie haben Tanks für Marine Diesel Oil, Marine Fuel Oil und für fertige Mischungen aus beiden (Interfuels). Die Kapazität der einzelnen Tanks beträgt im allgemeinen 5.000 bis 10.000 Tonnen. Je nach Größe der Station wird entweder jede Sorte getrennt gelagert, oder man baut nur Tanks für einige Grundsorten und mischt bei Bedarf die verlangte Qualität. Ein Kesselhaus sorgt für Dampf, mit dem das Öl beheizt wird, so daß es pumpfähig wird. Die Pumpen leisten bis zu 1.500 Tonnen in der Stunde, müssen aber ihre Leistung drosseln, wenn die Übernahmeeinrichtungen des Schiffes nur für kleinere Leistungen bemessen sind. Man baut die Bunkerstationen möglichst so groß, daß der Nachschub mit vollen Tankerladungen erfolgen kann.

Dem weltweiten Netz von Großbunkerstationen zur Versorgung der Hochseeschifffahrt entspricht ein feinmaschiges Netz von kleineren landfesten oder schwimmenden Bunkerstationen an den Binnenwasserstraßen und selbst in abgelegenen Fischereihäfen, das die Kleinschifffahrt mit den erforderlichen Treib- und Schmierstoffen versorgt. Der Bedarf der Schifffahrt an Marine Fuel Oil ist ganz erheblich. Bei Großtankern und entsprechend großen Massengutfrachtern kann der Tagesverbrauch 150 Tonnen und mehr betragen, bei Containerschiffen der dritten Generation sogar bis zu 250 Tonnen. Bunkerungen von 4.000 bis 8.000 Tonnen sind nicht selten.

Die Schiffe werden entweder ab Bunkerstation oder mit speziellen Bunkerbooten beliefert, die technisch modern ausgestattet sind, über eigenen Antrieb und leistungsfähige Pumpen verfügen. Ihr Einsatz wird über Funktelefon gelenkt. Diese Bunkerboote haben häufig selbst eine Ladefähigkeit von über 1.000 Tonnen, die in weniger als drei Stunden verbunkert werden können.

Das Verholen zur Bunkerstation kostet Zeit und damit den Reeder Geld. Deshalb verlangen die Passagier- und Frachtschiffe in der Regel die Bebunkerung am Liegeplatz während des Löschens und Ladens.

Es gibt aber auch Ausnahmefälle, in denen das Schiff weder ab Anlage noch am Liegeplatz bebunkert werden kann. Dann müssen die Rohrleitungen im Wasser oder auf dem Meeresgrund bis zur Reede verlegt werden. Das Schiff macht an einer Boje fest, die der Endpunkt der Leitung ist.

Das Messen der gebutterten Menge geschieht in Gegenwart von Personal des belieferten Schiffes durch geeichte Durchflußzähler oder durch Tankpeilung, die dank besonderer Apparaturen zum Teil automatisch vor sich geht. Unter der Bezeichnung Marine Fuel Omi faßt man die Heizöle für Dampfkesselanlagen und die Treibstoffe zum Betrieb der Schiffsdieselmotoren zusammen. Für die Auswahl des Marine Fuel Oils sind außer der Art des Schiffsantriebs auch die Anordnung und Ausrüstung des Ölvorrattanks, die auf dem Schiff vorhandenen Kraftstoffleitungen und die Pumpeneinrichtungen bestimmend.

Schiffe mit Dampfturbinenanlagen werden mit hochviskosem Marine Fuel Oil betrieben. Damit dieser Kraftstoff pumpfähig bleibt, müssen Vorrattanks, Leitungssysteme und Regelorgane beheizt werden.

Große Motorschiffe haben lange das eigens für sie hergestellte Marinedieselöl gebunkert. Nach dem Zweiten Weltkrieg hat der niedrige Preis des Marine Fuel Oils jedoch viele Reeder veranlaßt, ihre Dieselschiffe auf diese viskoserer Rückstandsöle umzustellen. Die Ölvorrattanks wurden mit Heizschlangen ausgerüstet, und der Treibstoff wird in Separatoren aufbereitet.

In einigen Fällen - und zwar bei besonders großen Dieselmotoren - wird das normale Marine Fuel Oil unverdünnt eingesetzt. Bei den meisten Großdieseln haben sich jedoch Mischkraftstoffe mit einer Viskosität von 180 bis 380 Centistokes bei 50 °C bewährt, die in der Regel durch Mischung von Marine Fuel Oil und Marine-Dieselöl hergestellt werden. Voraussetzung für den störungsfreien Motorenbetrieb ist eine wirklich homogene und stabile Mischung. Auf den Bunkerstationen sorgen automatische, zum Teil elektronisch gesteuerte Mischeinrichtungen für Mischgenauigkeit. Sie erlauben die Herstellung jeder geforderten Viskositätslage.

Ein besonderes Problem beim Einsatz von Marine Fuel Oil in Dieselmotoren war der anfangs höhere Verschleiß in den Zylindern. Durch die Entwicklung besonderer Zylinderöle wurden die Verschleißwerte jedoch auf ein wirtschaftliches Maß gebracht.

Neben den Treibstoffen wird eine Vielzahl von Schifffahrtsschmierstoffen geliefert. Die technische Beratung, Ausarbeitung von Schmierplänen und Kontrolluntersuchungen der eingesetzten Schmierstoffe gehören zu den Serviceleistungen im Schifffahrtsgeschäft. Für die Liefermengen des nicht unerheblichen Schmierstoffbedarfs werden Spezialbunkerboote eingesetzt, die in getrennten Kammern die verschiedenen Sorten transportieren und in die Schiffe überpumpen.

DAS LUFTFAHRTGESCHÄFT

Von allen Transportmitteln entwickelt sich die Luftfahrt am schnellsten. 1919 wurden in Europa die ersten Luftverkehrsgesellschaften gegründet. Air Franke, Imperial Airways, KLM und Luft Hansa eröffneten die ersten bedeutenden Luftverkehrsverbindungen. Die Flugzeuge wurden im Laufe der Jahrzehnte immer größer und schneller, und die Reichweiten dehnten sich von knapp 100 Kilometern in den ersten Jahren auf bis zu 13.000 Kilometer aus.

An der eindrucksvollen Entwicklung der Luftfahrt nach 1945 war die Mineralölindustrie maßgeblich beteiligt. Galt es zuerst, immer mehr und immer klopfesteres Benzin herzustellen, um den Anforderungen der hochentwickelten Kolbenmotoren gerecht zu werden, kamen Ende der fünfziger Jahre die Turbinenkraftstoffe mit ihrem steil ansteigenden Bedarf hinzu.

Bald schon reduzierte sich der Bedarf an Flugbenzin auf geringe Restmengen für Flugzeuge der allgemeinen Luftfahrt, während die Nachfrage nach Turbinentreibstoffen immer neue Rekorde brach.

Auch 1988 wies erstaunliche Zuwachsraten auf. Mit der Öffnung der Länder für alle Luftverkehrsgesellschaften auf allen Routen, zuerst in USA und ab 1991 in Europa, wird der Bedarf weiter ansteigen.

Teilten sich noch 1945 BP, Esso und Shell den europäischen Markt, sind jetzt mehr als ein Dutzend Markengesellschaften im Geschäft, und auch die Luftverkehrsgesellschaften bevölkern die Flughäfen mit eigenen Auslieferungsdiensten, durch welche auch unabhängige Anbieter Lieferungen vornehmen können.

Hinter den anscheinend gemächlich auf den Flughäfen hin- und herfahrenden Tankfahrzeugen steht eine bei vielen Mineralölgesellschaften weltweit verbreitete Organisation.

Sicherheits- und Qualitätsanforderungen sind international festgelegt, so daß die Luftfahrtunternehmen und damit auch die Passagiere davon ausgehen können, überall den qualitätsgleichen und auf jeden Fall sauberen Treibstoff zu erhalten. Gleichgültig, ob nur wenige Liter für ein kleines Flugzeug auf dem Landeplatz oder bis zu 200.000 Liter für eine Boeing 747 auf einem internationalen Flughafen benötigt werden.

Flugzeuge verdienen nur dann, wenn sie sich in der Luft befinden. Tankzeiten von nur 25 Minuten für normale Atlantiküberquerungen sind heute an der Tagesordnung. Diese Zeiten können allerdings nur durch Abgabe mit großer Befüllgeschwindigkeit und dementsprechenden Drücken von unten in die Tanks der Flugzeuge erfolgen. Eine Betankung durch die Tanköffnung von der Oberseite der Flugzeuge, wie sie zur Zeit der Kolbenmotorenmaschinen üblich war, erlaubt diese Fließrate nicht mehr.

Um allen Anforderungen hinsichtlich Qualität, Sauberkeit und Schnelligkeit gerecht zu werden, bedarf es eines erheblichen technischen Aufwands der ausliefernden Gesellschaften. Tankwagen für die Flugzeugbetankung erreichen ein Fassungsvermögen von bis zu 80.000 Liter und kosten dann etwa 600.000 DM.

Auf großen Flughäfen mit vielen Abnahmen von großen Mengen läßt sich die Betankung nur noch durch Hydrantensysteme vornehmen. Zwischen dem Flugzeug und dem Hydrantenanschluß im Vorfeld werden kleine bewegliche Fahrzeuge, sogenannte Dispenser oder Servicer, gekuppelt, welche den Treibstoff filtrieren, messen und den Druck, unter dem er ankommt, auf ein für das Flugzeug erträgliches Maß reduziert, so daß geradezu unbegrenzte Mengen abgegeben werden können. Der Platzbedarf am Flugzeug reduziert sich gleichzeitig erheblich. Während in der Zeit der Kolbenmotorenflugzeuge und zu Anfang des Düsenzeitalters noch erhebliche Mengen an Spezialprodukten wie Flugmotorenöle, Methanol und demineralisiertes Wasser zur Auslieferung kamen, brauchen die Düsenflugzeuge der jüngeren Generation nur noch minimale Mengen an Ölen und Hydraulikflüssigkeit, mit welchen sich die Luftverkehrsgesellschaften selbst eindecken, so daß sich auf den Flughäfen der Dienst der Mineralölgesellschaften auf die Treibstofflieferungen beschränkt.

In diesen wachsenden Markt stießen nicht nur neue Mineralölanbieter. Auch die Fluggesellschaften versuchen, durch eigene Betankungsdienste Einfluß auf die Kosten zu nehmen. Die Wettbewerbssituation hat sich in den letzten Jahren ständig verschärft und zu Zusammenschlüssen von Betankungsdiensten auf einzelnen Flughäfen geführt - eine Tendenz, die sich fortsetzen dürfte.

Herstellung von Schmierölen

Schmieröle setzen sich je nach Herstellungsrezeptur aus Grundölen verschiedener Herkunft, Raffination und Viskosität sowie aus Wirkstoffen zusammen, die dem Öl zur Verbesserung der Grundöleigenschaften beigemischt werden. Bei der Herstellung des Schmieröles werden die einzelnen Mischungskomponenten aus den Lagertanks und aus den Gebinden entweder dem automatischen Schmierölblender oder den Misch tanks zur Anmischung der Fertigprodukte zugeleitet.

Der automatische Schmierölblender ist ein Dosiergerät mit angeschlossenem Mischteil. Er kann maximal 6 Komponenten aufnehmen, die nach gleichmäßiger Vermischung die Anlage kontinuierlich als Fertigprodukt verlassen. In den Misch tanks erfolgt das Mischen nach Zugabe der einzelnen Komponenten auf herkömmliche Weise durch Rühren und Umpumpen.

Nach dem Mischvorgang wird das fertige Schmieröl entweder in Tanks gelagert oder direkt den teils automatisch arbeitenden Abfüllanlagen zugeführt. Befüllt werden Kesselwagen, Straßentankwagen, Fässer und sonstige Gebinde sowie Dosen.

Strenge Qualitätskontrollen sorgen dafür, daß sowohl die verwendeten Rohstoffe als auch die ausgelieferten Fertigprodukte den Herstellungsspezifikationen entsprechen. Der Qualitätssicherung dient zugleich die Kontrolle der befüllten Behälter und Gebinde auf absolute Sauberkeit.

Herstellung von synthetischen Schmierstoffen

Die Fortschritte der Technik in den letzten Jahren haben dazu geführt, daß Motoren immer schneller laufen und Maschinen immer größere Leistungen erbringen. Parallel mit dieser Entwicklung sind die Anforderungen an die

Schmierstoffe ständig gestiegen: Bei immer höheren Temperaturen und größeren Lasten soll der Schmierstoff noch einen stabilen Schmierfilm bilden; bei immer tieferen Temperaturen soll er Start und sicheren Lauf der Maschinen gewährleisten; in Gegenwart immer aggressiverer Medien soll der Schmierstoff Metalloberflächen vor Korrosion und Verschleiß wirksam schützen.

Unter solchen extremen Anforderungen erreichen konventionelle Schmierstoffe auf Mineralölbasis bisweilen die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit: Vorzeitige Alterung des Öles, Abreißen des Schmierfilms, Verschleiß und Ausfall der Maschine sind die Folge. Deshalb hat der Chemiker versucht, durch gezielte Synthese maßgeschneiderte Schmierstoffe herzu-

stellen, die durch ihre besonderen Eigenschaften neue Anwendungsbereiche erschließen.

Konventionelle Schmierstoffe auf Mineralölbasis sind trotz der Anwendung modernster Verfahren zur Destillation und Raffination von Rohöl immer noch äußerst komplexe Gemische der verschiedenartigsten chemischen Verbindungen.

Auch synthetische Schmierstoffe werden zwar vorwiegend aus Erdöl hergestellt - aber auf dem Umweg über eine chemische Synthese. Zunächst wird das Rohöl (bzw. bestimmte Zwischenprodukte wie z. B. Rohbenzin) bei hohen Temperaturen „gecrackt“, d.h. die großen, kompliziert gebauten Moleküle des Erdöls werden in kleine Bestandteile zerlegt (z.B. in Äthylen oder Propylen). Aus diesen kleinen Molekülen kann man dann bisweilen in mehreren Schritten - unter den definierten Bedingungen einer chemischen Synthese wieder komplizierte Substanzen aufbauen, die diesmal aber einen vorherbestimmten und meist einheitlichen Aufbau und deshalb auch gewünschte Eigenschaften besitzen.

Während die Grundöle konventioneller Schmierstoffe hauptsächlich aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen, kann der Chemiker in die Moleküle synthetischer Flüssigkeiten auch die Atome anderer Elemente einbauen, so daß zum Teil Stoffe mit ganz neuen Eigenschaften entstehen, die ein Mineralöl prinzipiell nicht besitzt, z. B. die Wassermischbarkeit der Polyglykole und die Nichtbrennbarkeit bestimmter Fluorverbindungen.

Die wichtigsten synthetischen Schmierstoffe, die heute in der Industrie eingesetzt werden, leiten sich von folgenden Substanzklassen ab:

- synthetische Kohlenwasserstoffe (Polyolefine) zur Schmierung von Lagern, Getrieben und Motoren;
- Polyether (Polyglykole) für Lager, Getriebe, Hydrauliken und Bremsflüssigkeiten;
 - Ester (Carbonsäureester) für hochbelastete Flugturbinen und Motoren;
 - Phosphorsäureester, Silikone, Arylaromaten etc. für weitere Spezialanwendungen. Synthetische
 - Schmierstoffe können sich, je nach chemischem Aufbau, durch folgende Eigenschaften auszeichnen:
- hohe thermische und oxidative Stabilität
- gutes Viskositäts-Temperatur-Verhalten
- niedriger Reibungskoeffizient, gute Metallbenetzbarkeit und damit gute Schmiereigenschaften
- niedriger Stockpunkt, hoher Siedepunkt, geringe Verdampfbarkeit und damit weiter Anwendungsbereich
- Wassermischbarkeit
- schwere Entflammbarkeit
- sehr gute Strahlenbeständigkeit

Dank dieser hervorragenden Eigenschaften erfüllen die synthetischen -maßgeschneiderten - Schmierstoffe ihre Aufgaben unter Bedingungen, bei denen konventionelle Mineralöle nach kurzer Zeit versagen. Sie ermöglichen es, Öl-wechseln auf das Vielfache zu verlängern. Betriebstemperaturen zu erhöhen, Produktionen zu beschleunigen und ölbedingte Maschinenstillstände auf ein Minimum zu reduzieren.

Herstellung von Schmierfetten

Schmierfette sind eingedickte Schmieröle. Als Dickungsmittel dienen z. B. Seifen von Alkali- bzw. Erdalkalimetallen des Aluminiums sowie andere anorganische und organische Substanzen wie Bentonite, Polyolefine und Polyhamstoffe. Qualität, Menge und Art der verwendeten Rohstoffe sind in Verbindung mit der Herstellungsweise bestimmend für Qualität und Eigenschaften und damit für die verschiedenen Verwendungszwecke der Schmierfette.

Die Herstellung eines einfachen Schmierfettes auf Seifenbasis erfolgt in folgender Weise: Die Rohstoffe werden aus Wiegetanks in einen geschlossenen Behälter, den Verseifungskessel, gegeben und mit etwas Mineralöl verdünnt. Darin wird aus diesen tierischen oder pflanzlichen Fettrohstoffen und alkalisch wirkenden Chemikalien bei erhöhter Temperatur ein sogenanntes Seifenkonzentrat hergestellt. Solche alkalischen Stoffe sind z. B. Kalium, Calcium oder Lithiumhydroxyd. Die Zugabe der restlichen Mineralölmenge erfolgt in Rührbehältern, die außer den Rührwerken auch mit Heiz- und Kühleinrichtungen ausgerüstet sind. Anschließend wird das Schmierfett durch einen Homogenisator geführt, wodurch es eine gleichmäßige Struktur erhält. Die Nachbehandlung wird durch einen Entlüfter abgeschlossen. In ihm wird die durch den Herstellungsprozeß im Schmierfett eingeschlossene Luft weitgehend entfernt.

Herstellung von Spezialprodukten

Aus den Herstellungsverfahren für Spezialprodukte sei das für Wachsdispersionen angewendete dargestellt (Bild). Wachsdispersionen sind wässrige Dispersionen der bei der Entparaffinierung anfallenden Paraffine („Wachse“), die mit Hilfe von Emulgatoren erzeugt werden. Sie werden vor allem in der Papier- und Holzspanplattenindustrie verwendet. Es ist der Schmierfetherstellung insofern vergleichbar, als auch hier ein Zweiphasensystem (fest-flüssig) erzeugt wird. Ein aus der Entparaffinierung der Schmieröle gewonnenes Paraffin wird direkt oder nach weiterer Entölung gemeinsam mit zur Verseifung geeigneten Fettrohstoffen im Behälter zur Verflüssigung erhitzt. Diese Mischung wird dann in die vorgewärmte wässrige Phase, die den zur Verseifung notwendigen alkalischen Rohstoff enthält überführt. Nach Abschluß der Verseifung wird die sogenannte Vordispersion durch Homogenisierung in die fertige Wachsdispersion umgewandelt, die eine Feinstverteilung der bei höherer Temperatur flüssigen Paraffinteilchen in der wässrigen Phase darstellt. Über einen Kühler werden die Dispersionen schnell auf eine niedrigere Temperatur gebracht, um eine Rekristallisation der Paraffinkügelchen (ca. 5/1000 mm) weitgehend zu unterbinden.

Begriffserklärung

abteufen, niederbringen, eine Bohrung vertiefen

Additiv, Zusatz (zu Schmier- und Treibstoffen etc.)

Antiklinale, Lagerstättenform

Asphalt, natürliche oder künstliche Gemische aus Mineralstoffen und Bitumen

Bitumen, Sammelbegriff für schwerste Kohlenwasserstoffe, dient u. a. als Bindemittel im Straßenbau

Bohrgut, **Bohrklein**, abgebohrtes Gestein

Bohrkern, mit einem Kernbohrmeißel erbohrte Gesteinsprobe

Bohrlochmessungen, Geophysikalische Messungen im Bohrloch

Bohrplattform, Konstruktion zur Aufnahme eines Bohrgerätes

Buntsandstein, geologische Periode des Mesozoikums

Crack-Anlage, **katalytische**, häufigstes Verfahren: FCC (Fluid Catalytic Cracking) mit Hilfe eines staubfeinen („flüssigen“) Katalysators, der ständig regeneriert wird

cracken, spalten großer Kohlenwasserstoffmoleküle in kleinere, erhöht die Ausbeute an leichten Produkten zu Lasten der schwereren

Claus-Anlage, wandelt den beim Entschwefelungs-Prozeß entstehenden Schwefelwasserstoff in Schwefel (Reinheit: 99,90/0) und Wasserdampf um

Destillation, **destillieren**, Trennung des Rohöls in verschiedene darin enthaltene Produkte durch Verdampfung und anschließende Wiederverflüssigung bei verschiedenen Temperaturen

Destillation, **fraktionierte**, Verfahren zur Auftrennung des Rohöls in mehrere Kohlenwasserstoff-Fractionen

Diamantmeißel, diamantenbesetzter Meißel für harte Gesteine und für Kernbohrungen

Drehtisch, runder Stahlblock, der beim Rotarybohren das Bohrgestänge dreht

Drillometer, Meßinstrument bei Bohrungen

Echometrie, Meßmethode mittels Schall

Emulsion, stabiles Öl-Wasser-Gemisch

Erdmagnetismus, Unterschiede im E. dienen zur Erkennung des Untergrundaufbaus

Erdwachs, alte Bezeichnung für Asphalt

Erdölaufschlußarbeiten, Arbeiten zur Auffindung von Lagerstätten

Erschließung, Fertigstellung eines Vorkommens zur Produktion

Eruptiv-Förderung, Förderung durch

Eigendruck der Lagerstätte

Eruptionskreuz, Bohrlochabschluß über Tage

Erweiterungsbohrung, Bohrung zur

Feststellung der Flächenausdehnung einer aufgefundenen Lagerstätte

Exploration, Suche nach Bodenschätzen

Fischschwanzmeißel, erster Meißeltyp des Rotary-Bohrverfahrens

Fließbettverfahren, Verfahren, bei dem ein Katalysator ständig umläuft und laufend regeneriert werden kann

Flugturbinenkraftstoff, mittel-schwerer Kohlenwasserstoff, dient zum Antrieb von Flugzeugturbinen

Rüssiggase, leichte Kohlenwasserstoffe, die bei atmosphärischem Druck und normaler Temperatur gasförmig sind, unter Druck jedoch in flüssiger Form gelagert und transportiert werden können (z.B. Butan, Propan)

Formation, unterirdische Gesteinsschichtung

Frac, **Frac-Behandlung**, Verfahren zur Verbesserung der Erdgas-Förderung aus geringdurchlässigen Gesteinsschichten

Frac-Flüssigkeit, Wasser- oder Öl-Emulsionen, die zum Erzeugen einer Frac-Spalte in eine Bohrung gepumpt werden

Furfurol, selektives Lösungsmittel

Futterrohr, Rohre, die in das Bohrloch einzementiert werden
Gasabscheider, Anlage zur Abtrennung der im Erdöl enthaltenen Gase
Gasliftverfahren, Förderverfahren
Gasolin-Anlage, Anlage zur Gewinnung von Naturbenzin aus Erdölgas
Gasöl, mittelschwerer Kohlenwasserstoff; dient zum Antrieb von Groß-Dieselmotoren
Gaswäsche, Verfahren zum Abtrennen unerwünschter Bestandteile im Erdgas
Geophon, Instrument zur Aufnahme von Erschütterungswellen
Geophysik, Lehre von den physikalischen Vorgängen und Erscheinungen auf, über und in der Erde.
Geophysikalische Methoden werden für die Lagerstätten erkundung angewandt
Gestängebühne, Arbeitsbühne im oberen Teil des Bohrturms
Gestängezug, Bohrrohr aus drei Bohrgestänge
gravimetrische Verfahren, Schweremessungen zur Untersuchung von Gesteinsschichten
Halbtaucher, schwimmende Bohrinsel für größere Wassertiefen
Hebewerk, Winde auf Bohrtürmen
Heizgas, das in einer Raffinerie bei den verschiedenen Prozessen anfallende überschüssige Gas wird gesammelt und für Heizzwecke verwandt
Hohlladungen, Sprengladungen zum Perforieren des Förderrohres im Bereich der ölführenden Gesteinsschicht
Horizont, Gesteinsschicht, Schicht-grenze
Hydrophone, Geophone für reflexionsseismische Messungen im Wasser (offshore)
Jura, geologische Periode des Mesozoikums
Katalysator, ein Stoff, der eine chemische Reaktion auslöst oder in ihrem Verlauf bestimmt, ohne sich selbst chemisch zu verändern
Katalytische Druck-Entschwefelung, dient der Entschwefelung der Gasölfractionen unter Druck und mit Hilfe eines Katalysators
Kiln, Regenerierofen für Katalysatoren
Klopfestigkeit, 5. Oktanzahl
Konsortium, Zusammenschluß von zwei oder mehreren Firmen zu gemeinsamer Erdöl- und Erdgassuche und -förderung, um die Risiken der Exploration zu teilen
Kondensation, fraktionierte, 5. fraktionierte Destillation
Kreide, geologische Periode des Mesozoikums
Leichtbenzin, leichte Benzinfraktion
Lokation, festgelegter Punkt (z. B. für eine Bohrung)
Luftkanone (air gun), Gerät zur Erzeugung seismischer Wellen mittels Druckluft bei reflexionsseismischen Messungen im Offshore-Bereich
Manometer, Druckmeßgerät
Mineralöl, **Mineralölprodukte**, Gesamtbezeichnung für alle aus Rohöl hergestellten Produkte
Mitnehmerstange, am obersten Ende des Bohrgestänges sitzende rd. 12 m lange quadratische oder sechskantige Stahlstange, die durch ein entsprechendes Loch im Drehtisch läuft und dadurch die Drehbewegung auf das Bohrgestänge und den Meißel überträgt
Motorenbenzin, leichter Kohlenwasserstoff für den Antrieb von Otto-Motoren
Muttergestein, Gestein, in dem sich Erdöl bildete
Neutralöl, Kohlenwasserstoff-Fraktion zur Herstellung von Schmierölen
Niederbringung, **niederbringen**, eine Bohrung durchführen, abteufen
Oberkarbon, geologische Periode des Paläozoikums (s. 5. 8)
Offshore, „vor der Küste“ - Meeresgebiete, in denen nach Erdgas und Erdöl geforscht werden kann
Oktanzahl, die Oktanzahl (OZ) ist ein Maßstab für die Klopfestigkeit eines Benzins. Je höher die OZ ist, um so höher ist auch die Klopfestigkeit. Die OZ wird in einem standardisierten Motor bestimmt.
Onshore, Erdöl- und Erdgasvorkommen unter dem Festland
Paraffin, fester Kohlenwasserstoff, wachsähnlich
PcD-Meißel, mit Poly(c)kristallin-Diamant besetzter Meißeltyp (s.S. 15)
perforieren, Bohrlochwandungen mit kleinen Sprengladungen durchlöchern (s.S.16)
Petroleum, mittelschwerer Kohlenwasserstoff
leerdeckel, Kopf am Pumpenschwengel einer Erdöltiefpumpe (s.S. 17) Pipeline, Rohrtransportleitung
Platin-Reformer-Anlage, Anlage zur Benzinveredelung mit einem Platin-Katalysator (s.S. 26)
Profil, **seismisches bzw. geologisches**, gedachter senkrechter Schnitt durch die Erdkruste (s.S. 6~7)
PTOzebfeld, Teil einer modernen Raffinerie, in dem die Verarbeitungsanlagen zusammengefaßt sind (s.S. 24)
Raffinerie, Komplex von Anlagen zur Übernahme und Aufbereitung von Rohöl, dessen Verarbeitung zu verkaufsfähigen Fertigprodukten und deren Verladung
raffinieren, verfeinern, chemisch-physikalische Behandlung des Rohöls und anderer Kohlenwasserstoffe zur Erzeugung von verkaufsfähigen Mineralölprodukten
Rattenloch, Loch zum Abstellen eines Bohrgestänges (s.S. 15)
Reflexionsseismik, ein Explorationsverfahren (s.S. 6)

Refraktion, ein Explorationsverfahren (s.S.6)

Reserven, sichere, so werden Erdöl- und Erdgasvorräte bezeichnet, die nicht nur durch Fundbohrungen festgestellt sind, sondern auch mit der jeweils vorhandenen Technik und zu dem jeweils herrschenden Preisniveau mit großer Sicherheit tatsächlich aus den Lagerstätten gefördert werden können.

Reserven, wahrscheinliche sind über die sicheren Reserven hinaus aufgrund geophysikalischer Daten von den Geologen vermutete Erdöl- und Erdgasvorräte.

Richtbohren, Verfahren zur Herstellung einer abgelenkten, von der Senkrechten in eine bestimmte Richtung abweichenden Bohrung (s.S. 15)

Röhrenerhitzer, Sammelbegriff für Raffinerieöfen, in denen ein in Röhren geführtes Produkt durch heiße Verbrennungsgase erhitzt wird.

Rohbenzin, Benzinfraktion der Rohöl-Destillation, unveredeltes Benzin

Rohöl, gereinigtes, entwässertes Erdöl

Rohrtour, bestimmte Länge von Bohrgestängen

Rollenmeißel, Bohrmeißel (s.S. 15)

Rotary-Bohren, ein Bohrverfahren (s. S.14)

Rotliegendes, geologische Periode des Paläozoikums (s.S. 8)

Salzstock, geologische Formation (5.S.9)

Sauergas, schwefelwasserstoffreiches Erdgas (s.S. 22)

Schallhärte, Bezeichnung für die Schallgeschwindigkeit in den verschiedenen Gesteinsarten

Schlagbohren, ein Bohrverfahren (s. SiS)

Schmierfett, eingedickte Schmieröle (s.S.31)

Schmieröl, setzt sich aus Grundölen verschiedener Herkunft, Raffination und Viskosität sowie aus Wirkstoffen (Additive) zusammen

Schußbohrung, Bohrung zur Aufnahme der Sprengladung bei der Seismik (5.S.6)

Schwerbenzin, schwere Benzinfraktion

Schweremessung, ein Explorationsverfahren (s.S. 6)

Schweröl, schwere Kohlenwasserstoffe (schweres Heizöl, Bunkeröl)

Schwerstange, schweres Bohrgestänge (s. S.14)

Seismik, Erforschung von Untergrundstrukturen mit Hilfe von Erschütterungswellen (s.S. 6)

Seismogramm, Aufzeichnung von seismischen Messungen

Sekundär-Verfahren, Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Produktion, wenn der Lagerstättendruck für die eruptive Förderung nicht mehr ausreicht (s.S.17)

Sicherheitsschieber, Bohrlochventile (s.S. 15)

Sonde, Bohrung

Speichergestein, Gesteinsformation, in der Erdöl oder Erdgas vorkommen

Spezialbenzin, leichter Kohlenwasserstoff für besondere Zwecke, z. B. Reinigung von Kleidung etc.

Spindelöl, Schmieröl mit niedriger Viskosität

Spülkopf, oberer Abschluß des Bohrgestänges, über den die Spülflüssigkeit eingeführt wird (s.S. 14)

Spülpumpen, Pumpen für die Spülflüssigkeit beim Bohren

Spulung, Flüssigkeitskreislauf bei Bohrungen (s. S.14)

Steigrohr, inneres Förderrohr im Bohrloch

Strippen, das Austreiben von leicht verdampfenden Substanzen oder gelösten Gasen aus höher siedenden Stoffen mit Hilfe von Dampf oder einem anderen inerten Medium (z. B. Stickstoff)

Stützmittel, druckfestes, feinkörniges Material (z. B. Bauxit) für Frac-Behandlungen (s.S. 19)

Süßgas, schwefelwasserstofffreies Erdgas

Synthetische Öle, hochwertige Schmierstoffe aus synthetischen Kohlenwasserstoffen, d.h. nicht aus Mineralölen hergestellt (5.5. 30)

Tertiär-Verfahren, Maßnahmen, um den Entölungsgrad einer Erdöl-Lagerstätte weiter zu erhöhen (s. S.17)

Teufe, Tiefe

Tonröbe, Spülflüssigkeit bei Bohrungen (s. S.14)

Turbinenbohren, Bohrverfahren (5. S.15)

Vakuumdestillation, Destillationsverfahren, bei dem die Destillations-Anlage mit geringerem als atmosphärischem Druck arbeitet (s.S. 25)

Vakuum-Rückstand, Destillationsrückstand der Vakuumdestillation (5.S.25)

Verwitterungsschicht, oberste Erdschicht

Viskosität, Zähflüssigkeit

Viskositäts-Temperatur-Verhalten, Veränderung der Viskosität bei Temperaturänderungen. Jedes Öl hat eine bestimmte Viskositäts-Temperaturkurve.

Wachsdispersion, Paraffin-Wasser-Gemisch (5. S.31)

Zechstein, geologische Periode des Paläozoikums (~.S. 8)

Zementmantel, mit Zementmischung ausgefüllter Raum zwischen Futterrohr und Bohrlochwand (s.S. 14)

Zylinderöl, Öl für die Schmierung des Zylinders von Dampfmaschinen, zähflüssig, von dunkler Farbe und mit hohem Flammpunkt

Oberkarbon, geologische Periode des Paläozoikums (s. 5. 8)

Offshore, „vor der Küste“ - Meeresgebiete, in denen nach Erdgas und Erdöl geforscht werden kann

Oktanzahl, die Oktanzahl (OZ) ist ein Maßstab für die Klopfestigkeit eines Benzins. Je höher die OZ ist, um so höher ist auch die Klopfestigkeit. Die OZ wird in einem standardisierten Motor bestimmt.

Onshore, Erdöl- und Erdgasvorkommen unter dem Festland

Paraffin, fester Kohlenwasserstoff, wachsähnlich

PcD-Meißel, mit Poly(c)kristallin-Dia-manten besetzter Meißeltyp (s.S. 15)

perforieren, Bohrlochwandungen mit kleinen Sprengladungen durchlöchern (s.S.16)

Petroleum, mittelschwerer Kohlenwasserstoff

leerdeckopf, Kopf am Pumpenschwengel einer Erdöltiefpumpe (s.S. 17) Pipeline, Rohrtransportleitung

Platin-Reformer-Anlage, Anlage zur Benzinveredelung mit einem PlatinKatalysator (s.S. 26)

Profil, seismisches bzw. geologi- sches, gedachter senkrechter Schnitt durch die Erdkruste (s.S. 6~7)

P/Ozeßfeld, Teil einer modernen Raffinerie, in dem die Verarbeitungsanlagen zusammengefaßt sind (s.S. 24)

Raffinerie, Komplex von Anlagen zur Übernahme und Aufbereitung von Rohöl, dessen Verarbeitung zu verkaufsfähigen Fertigprodukten und deren Verladung

raffinieren, verfeinern, chemisch-physikalische Behandlung des Rohöls und anderer Kohlenwasserstoffe zur Erzeugung von verkaufsfähigen Mineralölprodukten

Rattenloch, Loch zum Abstellen eines Bohrgestänges (s.S. 15)

Reflexionsseismik, ein Explorationsverfahren (s.S. 6)

Refraktion, ein Explorationsverfahren (s.S.6)

Reserven, sichere, so werden Erdöl-und Erdgasvorräte bezeichnet, die nicht nur durch Fundbohrungen festgestellt sind, sondern auch mit der jeweils vorhandenen Technik und zu dem jeweils herrschenden Preisniveau mit großer Sicherheit tatsächlich aus den Lagerstätten gefördert werden können.

Reserven, wahrscheinliche sind über die sicheren Reserven hinaus aufgrund geophysikalischer Daten von den Geologen vermutete Erdöl- und Erdgas-vorräte.

Richtbohren, Verfahren zur Herstellung einer abgelenkten, von der Senkrechten in eine bestimmte Richtung abweichenden Bohrung (s.S. 15)

Röhrenerhitzer, Sammelbegriff für Raffinerieöfen, in denen ein in Röhren geführtes Produkt durch heiße Verbrennungsgase erhitzt wird.

Rohbenzin, Benzinfraktion der Rohöl-Destillation, unveredeltes Benzin

Rohöl, gereinigtes, entwässertes Erdöl

Rohrtour, bestimmte Länge von Bohrgestängen

Rollenmeißel, Bohrmeißel (s.S. 15)

Rotary-Bohren, ein Bohrverfahren (s. S.14)

Rotliegendes, geologische Periode des Paläozoikums (s.S. 8)

Salzstock, geologische Formation (5.S.9)

Sauggas, schwefelwasserstoffreiches Erdgas (s.S. 22)

Schallhärte, Bezeichnung für die Schallgeschwindigkeit in den verschiedenen Gesteinsarten

Schlagbohren, ein Bohrverfahren (s. SiS)

Schmierfett, eingedickte Schmieröle (s.S.31)

Schmieröl, setzt sich aus Grundölen verschiedener Herkunft, Raffination und Viskosität sowie aus Wirkstoffen (Additive) zusammen

Schußbohrung, Bohrung zur Aufnahme der Sprengladung bei der Seismik (5.S.6)

Schwerbenzin, schwere Benzinfraktion

Schweremessung, ein Explorationsverfahren (s.S. 6)

Schweröl, schwere Kohlenwasserstoffe (schweres Heizöl, Bunkeröl)

Schwerstange, schweres Bohrgestänge (s. S.14)

Seismik, Erforschung von Untergrund-strukturen mit Hilfe von Erschütterungswellen (s.S. 6)

Seismogramm, Aufzeichnung von seismischen Messungen

Sekundär-Verfahren, Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Produktion, wenn der Lagerstättendruck für die eruptive Förderung nicht mehr ausreicht (s.S.17)

Sicherheitsschieber, Bohrlochventile (s.S. 15)

Sonde, Bohrung

Speichergestein, Gesteinsformation, in der Erdöl oder Erdgas vorkommen

Spezialbenzin, leichter Kohlenwasserstoff für besondere Zwecke, z. B. Reinigung von Kleidung etc.

Spindelöl, Schmieröl mit niedriger Viskosität

Spülkopf, oberer Abschluß des Bohrgestänges, über den die Spülflüssigkeit eingeführt wird (s.S. 14)

Spülpumpen, Pumpen für die Spülflüssigkeit beim Bohren

Spulung, Flüssigkeitskreislauf bei Bohrungen (s. S.14)

Steigrohr, inneres Förderrohr im Bohrloch

Strippen, das Austreiben von leicht verdampfenden Substanzen oder gelösten Gasen aus höher siedenden Stoffen mit Hilfe von Dampf oder einem anderen inerten Medium (z. B. Stickstoff)

Stützmittel, druckfestes, feinkörniges Material (z. B. Bauxit) für Frac-Behandlungen (s.S. 19)

Süßgas, schwefelwasserstofffreies Erdgas

Synthetische Öle, hochwertige Schmierstoffe aus synthetischen Kohlenwasserstoffen, d.h. nicht aus Mineralölen hergestellt (5.5. 30)

Tertiär-Verfahren, Maßnahmen, um den Entölungsgrad einer Erdöl-Lagerstätte weiter zu erhöhen (s. S.17)

Teufe, Tiefe

Tontrübe, Spülflüssigkeit bei Bohrungen (s. S.14)

Turbinenbohren, Bohrverfahren (5. S.15)

Vakuumdestillation, Destillationsverfahren, bei dem die Destillations-Anlage mit geringerem als atmosphärischem Druck arbeitet (s.S. 25)

Vakuum-Rückstand, Destillationsrückstand der Vakuumdestillation (5.S.25)

Verwitterungsschicht, oberste Erdschicht

Viskosität, Zähflüssigkeit

Viskositäts-Temperatur-Verhalten, Veränderung der Viskosität bei Temperaturänderungen. Jedes Öl hat eine bestimmte Viskositäts-Temperaturkurve.

Wachsdispersion, Paraffin-Wasser-Gemisch (5. S.31)

Zechstein, geologische Periode des Paläozoikums (~.S. 8)

Zementmantel, mit Zementmischung ausgefüllter Raum zwischen Futterrohr und Bohrlochwand (s.S. 14)

Zylinderöl, Öl für die Schmierung des Zylinders von Dampfmaschinen, zähflüssig, von dunkler Farbe und mit hohem Flammpunkt